



**Filipa Sofia Beja Ventura Fortuna Bispo**

Licenciada em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

## **Análise de Estratégias para Participação Ativa de Consumidores na Contratação Bilateral de Eletricidade em Mercados Liberalizados**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia  
Eletrotécnica e de Computadores

**Orientador:** Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes, Investigador no Laboratório  
Nacional de Energia e Geologia (LNEG)

**Coorientador:** Doutora Anabela Gonçalves Pronto, Professora na Faculdade de  
Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa (FCT/UNL)

**Presidente:** Doutor João Miguel Murta Pina, Professor na Faculdade de  
Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa  
(FCT/UNL)

**Arguente:** Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa, Professor no  
Instituto Superior de Engenharia de Lisboa do Instituto  
Politécnico de Lisboa (ISEL/IPL)

**Vogal:** Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes, Investigador no  
Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG)



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

[setembro 2014]

## **Análise de Estratégias para Participação Ativa de Consumidores na Contratação Bilateral de Eletricidade em Mercados Liberalizados**

Copyright © Filipa Sofia Beja Ventura Fortuna Bispo, FCT/UNL, UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

## AGRADECIMENTOS

---

É com grande satisfação que começo os meus agradecimentos pelo Doutor Fernando Lopes, um orientador às direitas, pela sua preciosa ajuda nesta etapa que foi muito importante, pois abriu-me as portas do seu projeto para que eu pudesse realizar a minha dissertação, prestando um ótimo acompanhamento do início ao fim deste trabalho, revelando-se um amigo para o futuro.

Não descurando uma excelente professora a Prof.<sup>a</sup> Doutora Anabela Pronto agradeço por ter sido minha coorientadora, e porque desde que a conheci durante o meu percurso académico me deu vários conselhos e conhecimentos e que desde o início deste trabalho me deu apoio na minha decisão de o fazer no LNEG e alguns conselhos para o seu desenvolvimento.

Ao LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia), agradeço por me ter recebido e disponibilizado as suas instalações para o desenvolvimento do meu trabalho.

À FCT-UNL (Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa), agradeço a oportunidade de realizar este trabalho.

Quero agradecer ao meu amigo Hugo Algarvio por demonstrar uma disponibilidade gigante tanto dentro do LNEG como no exterior, ajudando-me desde o início em que me falou na possibilidade de fazer a tese com ele, ao momento em que teve paciência para me explicar coisas que para ele já estavam implícitas no seu trabalho, até ao final, onde me leu a tese e deu sugestões de melhorias. Não esquecendo o facto de sempre que podia me dava conselhos nos nossos jantares de grupo.

Agradeço a uma das pessoas mais importantes da minha vida por ter estado presente desde o início da minha vida e me encaminhando sobre o melhor caminho sobre muitas pedras os melhores percursos a seguir, o meu pai, Paulo Bispo, obrigada por toda a ajuda tanto neste trabalho como em tudo o resto que me ajudaste.

Ao meu padrinho Alberto Dias, agradeço por todo o apoio, das várias formas que foram, por seres meu amigo e me teres dado o bichinho da eletricidade.

Quero também agradecer ao meu namorado Gonçalo Ramos e melhor amigo por todo o apoio que me deste, pela seca que te dei quando tinha que estudar e escrever a tese, mas obrigada por estares sempre lá.

Não esquecendo, agradeço à minha mãe, Maria Santos, por me apoiar nas minhas escolhas e nas últimas revisões dos diversos trabalhos, e ao meu irmão, Gonçalo Bispo, por estar presente e me ajudar quando era possível. Do resto da família e amigos, vocês sabem quem são, obrigada por estarem presentes.

Finalmente mas não menos importantes, agradeço todo o apoio, carinho e a amizade do Bruno Rodrigues, do David Pinto, da Catarina Gil, por estarem presentes desde o início desta etapa (a Faculdade), e da Joana Pato, que já entrou no final desta etapa que é também o início da próxima, obrigada pessoal.



## RESUMO

---

Pode-se constatar que a energia elétrica, desde o início do século XX, assumiu um papel fundamental na nossa sociedade, tornando-se nos dias de hoje uma necessidade de primeira ordem. Infelizmente, cerca de 1,2 mil milhões de pessoas ainda vivem sem eletricidade e a quota das energias renováveis no consumo global apenas aumentou ligeiramente em 20 anos, como revela um relatório coliderado pelo Banco Mundial e pela Agência Internacional da Energia.

Nos últimos anos, com o objetivo de alcançar um modelo de Mercado de Energia Elétrica (MEE) que seja livre, competitivo, o setor elétrico de diversos países sofreu inúmeras alterações. Em particular, ocorreu a reestruturação da organização de várias empresas monopolistas, sendo que estas, sendo verticalmente integradas não tinham qualquer concorrência, gerindo desde a produção até à venda da eletricidade, produzindo, transportando e distribuindo a energia elétrica. O modelo de mercado tem também como objetivo permitir melhores condições para os consumidores finais de energia, mais precisamente preços mais baixos.

Atualmente, a estrutura do mercado retalhista apoia-se na coexistência de duas formas de contratação de fornecimento de energia elétrica (ERSE, 2009):

- contratação em mercado regulado, a partir de contratos bilaterais, ou no mercado organizado, através de aplicação de tarifas integrais reguladas;
- contratação em mercado liberalizado, em que as condições de negociação de energia, que serão definidas entre as partes e a componente de acesso às redes, são aplicadas através de preços regulados.

Os principais objetivos desta dissertação são os seguintes: (i) estudar a contratação bilateral de energia em mercados liberalizados, com principal ênfase para o desenvolvimento de estratégias que possibilitem uma participação ativa dos consumidores, (ii) testar novas estratégias de negociação através do desenvolvimento de um caso de estudo sobre a participação efetiva de consumidores na contratação bilateral, baseado em dados dos mercados sobre preços e volumes de energia, e (iii) adotar um modelo de negociação bilateral, previamente desenvolvido, e estendê-lo por forma a representar as preferências dos negociadores, nomeadamente com o modelo multiplicativo.

Em termos sucintos, os resultados obtidos com as estratégias de negociação permitem concluir que os intervenientes no mercado apresentam um comportamento esperado na gestão de preços e volumes de energia. Pode-se também afirmar que as estratégias constituem um auxiliar efetivo na tomada de decisão inerente à negociação bilateral em mercados de energia.

**Palavras-Chave:** sistemas multiagente, contratação bilateral, participação ativa dos consumidores, estratégias de negociação, preferências dos negociadores, modelo multiplicativo.



## ABSTRACT

---

Since the beginning of the twentieth century, the electrical energy assumed a fundamental role in our society, becoming nowadays a first order necessity. Unfortunately, about 1.2 billion people still live without electricity and the share of renewable energies in overall consumption increased only slightly during the last 20 years, as a report co-led by the World Bank and the International Energy Agency, reveals.

In recent years, and with the objective of achieving a model of Electric Energy Market (MEE) that is free, competitive, the electric sector of many countries has undergone numerous changes. In particular, the restructuring of the organization of various monopolies occurred, and they, being vertically integrated, had no competition, managing from production to sale of electricity, i.e., producing, transporting and distributing electricity. The market model also aims to provide better conditions for the final consumers of energy, more precisely lowest prices.

Currently, the structure of the retail market relies on the coexistence of two forms of contracting electricity supply (ERSE, 2009):

- Contracting in the regulated market using bilateral contracts, or in the organized market, by implementing regulated integral tariffs;
- Contracting the liberalized market, where the trading conditions of energy, which will be defined between the parties (and the component of access to networks), are applied through regulated prices.

The main objectives of this dissertation are: (i) to study bilateral contracting of electricity in liberalized markets, with the main focus on the development of strategies that enable active participation of consumers, (ii) test new negotiation strategies through the development of a case study on the effective participation of consumers in bilateral contracts, based on market data about prices and volumes of energy, and (iii) adopt a previously developed bilateral negotiation model and extend it to represent the preferences of the negotiators, namely the multiplicative model.

Briefly, the results obtained with the negotiation strategies allow to conclude that market participants have an expected in managing energy prices and volumes behavior. It can also be affirmed that the strategies represent an efficient tool to aid market participants making the right decisions during bilateral contracting of energy.

**Keywords:** multiagent systems, bilateral contracts, active participation of the consumers, trading strategies, preferences of negotiators, multiplicative model.





# ÍNDICE

AGRADECIMENTOS .....	III
RESUMO .....	V
ABSTRACT .....	VII
ÍNDICE.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XIII
ÍNDICE DE TABELAS .....	XV
LISTA DE ACRÓNIMOS .....	XIX
NOMENCLATURA .....	XXIII
1. CAPÍTULO - INTRODUÇÃO .....	1
1.1. ASPETOS GERAIS E ENQUADRAMENTO .....	2
1.2. MOTIVAÇÃO .....	4
1.3. OBJETIVOS.....	5
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	6
2. CAPÍTULO - ESTADO DE ARTE: MERCADOS DE ENERGIA, PARTICIPAÇÃO ATIVA DE CONSUMIDORES E AGENTE AUTÓNOMOS.....	7
2.1. MERCADOS DE ELETRICIDADE.....	8
2.1.1. Reestruturação do Setor da Energia Elétrica .....	8
2.1.2. Evolução em Portugal .....	10
2.2. MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE (MIBEL) .....	11
2.2.1. Mercados em Bolsa (Spot).....	12
2.2.2. Contratos Bilaterais (Forward) .....	14
2.2.3. Contratos de Futuros (Future).....	15
2.3. PARTICIPAÇÃO ATIVA DOS CONSUMIDORES EM MERCADOS COMPETITIVOS.....	16
2.3.1. Definição de PAC .....	16
2.3.2. Principais Benefícios da PAC .....	17
2.3.3. Principais Programas de PAC.....	17
2.4. AGENTES COMPUTACIONAIS AUTÓNOMOS .....	19
2.4.1. Introdução.....	19
2.4.2. Agentes BDI .....	20
2.5. SIMULADORES MULTIAGENTE DE MERCADOS DE ENERGIA .....	21
2.5.1. EMCAS.....	21
2.5.2. SEPIA.....	22
2.5.3. Power Web.....	23

3. CAPÍTULO - MODELO DE CONTRATAÇÃO BILATERAL COM GESTÃO DE PREÇOS E VOLUMES DE ENERGIA .....	25
3.1. NEGOCIAÇÃO BILATERAL .....	26
3.1.1. Itens, Agenda e Limites.....	26
3.1.2. Protocolo de Ofertas Alternadas .....	27
3.2. PREFERÊNCIAS DOS NEGOCIADORES .....	29
3.2.1. Fundamentos da Função de Utilidade .....	29
3.2.2. Modelo Aditivo .....	30
3.2.3. Modelo Multiplicativo .....	31
3.2.4. Avaliação de Propostas de Negociação:.....	31
3.3. ESTRATÉGIAS DE NEGOCIAÇÃO DE PREÇOS E VOLUMES .....	31
3.3.1. Estratégias “Gestão de Preço” e “Gestão de Volume” .....	32
3.3.2. Critérios para a Gestão de Volume .....	37
3.3.3. Estratégia para Gestão de Volume, com Penalizações .....	39
4. CAPÍTULO - CASO DE ESTUDO .....	41
4.1. INTRODUÇÃO .....	42
4.2. PRESSUPOSTOS E DADOS INICIAIS .....	42
4.2.1. Perfil de Consumo com 6 Períodos.....	44
4.3. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE RESULTADOS:.....	46
5. CAPÍTULO - CONCLUSÕES E PERSPETIVAS DE TRABALHOS FUTUROS .....	511
5.1. PRINCIPAIS CONCLUSÕES.....	522
5.2. TRABALHO FUTURO .....	533
BIBLIOGRAFIA.....	555
ANEXO A.....	611
A.1. PERFIL DE CONSUMO COM 6 CICLOS.....	611
A.1.1. Primeira Adaptação de Limites de Volumes.....	611
A.1.2. Segunda Adaptação dos limites de volumes.....	622
A.1.3. Terceira Adaptação dos limites de volumes .....	633
A.1.4. Adaptação de Limites de Preços .....	644
A.2. CRITÉRIO 1- OS VOLUMES NÃO PODEM EXCEDER A MÉDIA DE VOLUMES: .....	655
A.2.1. Esta simulação foi aplicada usando a primeira variação de limites de volumes descritos na secção A.1.1.....	655
A.2.2. Esta simulação foi aplicada usando a segunda variação de limites de volumes descritos na secção A.1.2.....	688

A.2.3. Esta estratégia foi aplicada usando a 3ª variação de limites de volumes descritos na secção A.1.3	71
1	
A.2.4. Conclusões do Primeiro Critério	744
A.3. CRITÉRIO 2 – CONTROLO DE PREÇOS E VOLUMES ACIMA DA MÉDIA DE VOLUMES:	766
A.3.1. Esta simulação foi aplicada usando a 1ª variação de limites de volumes descritos na secção A.1.1	76
6	
A.3.2. Esta simulação foi aplicada usando a 2ª variação de limites de volumes descritos na secção A.1.2	79
9	
A.3.3. Esta estratégia foi aplicada usando a 3ª variação de limites de volumes descritos na secção A.1.3	82
2	
A.3.4. Conclusão do Segundo Critério	855
A.4. CONCLUSÕES	866
A.5. PERFIL DE CONSUMO COM 3 CICLOS	877
A.5.1. Adaptação dos limites de volumes	877
A.5.2. Adaptação de Limites de Preços	888
A.6. CRITÉRIO 1- OS VOLUMES NÃO PODEM EXCEDER A MÉDIA DE VOLUMES:	899
A.6.1. Esta estratégia foi aplicada usando a variação de limites de volumes descritos na secção A.5.1.	89
9	
A.7. CRITÉRIO 2 – CONTROLO DE PREÇOS E VOLUMES ACIMA DA MÉDIA DE VOLUMES:	922
A.7.1. Esta estratégia foi aplicada usando a variação de limites de volumes descritos na secção A.5.1	92
2	
A.8. CONCLUSÃO	944
ANEXO B	955



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Fig. 1.1 – (a) Modelo em monopólio verticalmente integrado e (b) modelo liberalizado .....</b>	<b>3</b>
<b>Fig. 1.2 - Estrutura do setor elétrico e dos principais intervenientes do mercado de energia liberalizado .....</b>	<b>4</b>
<b>Fig. 2.1 - Modelo de exploração do setor elétrico em bolsa .....</b>	<b>13</b>
<b>Fig. 2.2 - Esquema do setor elétrico português do MIBEL .....</b>	<b>14</b>
<b>Fig. 2.3 - Agente a atuar sobre um ambiente .....</b>	<b>19</b>
<b>Fig. 2.4 - Agente baseado em crenças, objetivos, e intenções (BDI).....</b>	<b>21</b>
<b>Fig. 3.1 - Diagrama de blocos do processo de negociação .....</b>	<b>27</b>
<b>Fig. 3.2- Protocolo de negociação usando a notação FIPA .....</b>	<b>28</b>
<b>Fig. 3.3 - Esquema simplificado da aplicação da estratégia de “Gestão de Preço”.....</b>	<b>33</b>
<b>Fig. 3.4 - Esquema simplificado da aplicação da estratégia de “Gestão de Volume”.....</b>	<b>36</b>
<b>Fig. 3.5 – Fluxograma que ilustra o critério de média de volumes .....</b>	<b>38</b>
<b>Fig. 3.6 - Fluxograma que representa o critério da média de volumes PAC .....</b>	<b>39</b>
<b>Fig. 4.1 – Representação global dos participantes no mercado, incluindo os do caso de estudo.....</b>	<b>43</b>
<b>Fig. 4.2 – Variação de limites de volumes comerciais .....</b>	<b>44</b>
<b>Fig. 4.3 - Gráfico representativo dos preços aplicados e volumes .....</b>	<b>45</b>
<b>Fig. 4.4 – Análise final com base com no critério de Média de volumes .....</b>	<b>47</b>
<b>Fig. 4.5 - Análise final com base com no critério de Média de volumes PAC .....</b>	<b>48</b>
<b>Fig. A.1- Primeira Variação de limites de volumes comerciais.....</b>	<b>611</b>
<b>Fig. A.2 - Segunda Variação de limites de volumes comerciais.....</b>	<b>622</b>
<b>Fig. A.3 - Terceira Variação de limites de volumes comerciais.....</b>	<b>633</b>
<b>Fig. A.4 - Variação de limites de volumes comerciais em comparação com os preços de mercado .....</b>	<b>644</b>
<b>Fig. A.5 – Simulação da primeira variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 1 .....</b>	<b>666</b>
<b>Fig. A.6 - Simulação da segunda variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 1 .....</b>	<b>699</b>
<b>Fig. A.7 - Simulação da terceira variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 1 .....</b>	<b>722</b>
<b>Fig. A.8 - Simulação da primeira variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 2 .....</b>	<b>77</b>
<b>Fig. A.9 - Simulação da segunda variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 2 .....</b>	<b>80</b>
<b>Fig. A.10- Simulação da terceira variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 2 .....</b>	<b>833</b>
<b>Fig. A.11 – Variação de limites de volumes comerciais .....</b>	<b>888</b>
<b>Fig. A.12 – Limites em preços de mercado vs volumes comerciais .....</b>	<b>899</b>
<b>Fig. A.13 - Simulação da variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 1 ....</b>	<b>90</b>
<b>Fig. A.14 - Simulação variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 2 .....</b>	<b>933</b>



## ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela 1.1</b> – Organização da dissertação. ....	6
<b>Tabela 2.1</b> – Evolução cronológica da liberalização do setor elétrico europeu, português e espanhol. ....	11
<b>Tabela 4.1</b> – Principais consumos do edifício (banco) .....	43
<b>Tabela 4.2</b> – Consumo médio do edifício nos 6 períodos. ....	43
<b>Tabela 4.3</b> – Limites de consumo para o edifício para cada período. ....	44
<b>Tabela 4.4</b> – Representação dos diversos preços a serem impostos nas simulações .....	45
<b>Tabela 4.5</b> – Representação de como o consumo foi influenciado após a aplicação da PAC com o critério Média de volumes.....	47
<b>Tabela 4.6</b> – Representação dos preços dos vários períodos após aplicar a DR com o critério Média de volumes .....	47
<b>Tabela 4.7</b> - Análise dos consumos após a simulação com o critério Média de volumes PAC.....	48
<b>Tabela 4.8</b> - Análise dos preços após a simulação com o Critério Média de volumes PAC .....	48
<b>Tabela 4.9</b> - Comparação de consumos finais entre as duas melhores simulações efetuados .....	48
<b>Tabela 4.10</b> - Comparação de Preços finais entre as duas melhores simulações efetuados .....	49
<b>Tabela A.1</b> - Valores da Primeira adaptação de Limites de Volumes .....	611
<b>Tabela A.2</b> – Valores da Segunda adaptação dos limites de volumes .....	622
<b>Tabela A.3</b> – Valores da Terceira adaptação dos limites de volumes .....	633
<b>Tabela A.4</b> – Valores da adaptação de Limites de Preços.....	644
<b>Tabela A.5</b> – Análise dos consumos após a simulação com o Critério 1, primeira variação de volumes. ....	666
<b>Tabela A.6</b> - Tabela com a análise dos preços após a simulação com o Critério 1, Primeira variação de volumes. ....	666
<b>Tabela A.7</b> - Tabela com a análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 1, Primeira variação de volumes. ....	677
<b>Tabela A.8</b> - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 1, Segunda variação de volumes. ....	699
<b>Tabela A.9</b> - Análise dos preços após a simulação com o Critério 1, Segunda variação de volumes. ....	699
<b>Tabela A.10</b> - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 1, Segunda variação de volumes. ....	70
<b>Tabela A.11</b> - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 1, Terceira variação de volumes. ....	722
<b>Tabela A.12</b> - Análise dos preços após a simulação com o Critério 1, Terceira variação de volumes. ....	722
<b>Tabela A.13</b> - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 1, Terceira variação de volumes. ....	733
<b>Tabela A.14</b> – Comparação de consumos finais entre as três simulações efetuados com o critério 1 e o consumo habitual .....	744

<b>Tabela A.15</b> - Comparação dos custos finais entre as três simulações efetuados com o critério 1 e o preço do retalhista .....	744
<b>Tabela A.16</b> – Comparação dos dispositivos que ligam/desligam entre as três simulações efetuados com o critério 1 e o consumo habitual.....	755
<b>Tabela A.17</b> - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 2, Primeira variação de volumes. ....	777
<b>Tabela A.18</b> - Análise dos preços após a simulação com o Critério 2, Primeira variação de volumes. ....	777
<b>Tabela A.19</b> - Análise dos Dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 2, Primeira variação de volumes. ....	788
<b>Tabela A.20</b> - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 2, Segunda variação de volumes. ....	80
<b>Tabela A.21</b> - Análise dos preços após a simulação com o Critério 2, Segunda variação de volumes. ....	80
<b>Tabela A.22</b> - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 2, Segunda variação de volumes. ....	811
<b>Tabela A.23</b> - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 2, Terceira variação de volumes. ....	833
<b>Tabela A.24</b> - Análise dos preços após a simulação com o Critério 2, Terceira variação de volumes. ....	83
<b>Tabela A.25</b> - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 2, Terceira variação de volumes. ....	844
<b>Tabela A.26</b> - Comparação de consumos finais entre as três simulações efetuados com o critério 2 e o consumo habitual .....	855
<b>Tabela A.27</b> - Comparação dos custos finais entre as três simulações efetuados com o critério 2 e o preço do retalhista .....	855
<b>Tabela A.28</b> - Comparação dos dispositivos que ligam/desligam entre as três simulações efetuados com o critério 2 e o consumo habitual.....	866
<b>Tabela A.29</b> - Comparação de consumos finais entre as duas melhores simulações efetuados .....	866
<b>Tabela A.30</b> - Comparação de Preços finais entre as duas melhores simulações efetuados .....	877
<b>Tabela A.31</b> – Consumos médios do edifício nos 3 períodos .....	877
<b>Tabela A.32</b> – Tabela da adaptação dos limites de volumes para de 3 períodos.....	888
<b>Tabela A.33</b> – Adaptação de Limites de Preços para 3 períodos .....	888
<b>Tabela A.34</b> - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 1, com 3 períodos .....	90
<b>Tabela A.35</b> - Análise dos preços após a simulação com o Critério 1, com 3 períodos .....	90
<b>Tabela A.36</b> - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 1, com 3 períodos .....	911
<b>Tabela A.37</b> - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 2, com 3 períodos .....	933
<b>Tabela A.38</b> - Análise dos preços após a simulação com o Critério 2, com 3 períodos .....	933
<b>Tabela A.39</b> - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 2, com 3 períodos .....	944



<b>Tabela B.1</b> – Consumo em kWh para os 3 primeiros períodos .....	955
<b>Tabela B.2</b> – Consumo em kWh para os 3 últimos períodos .....	966
<b>Tabela B.3</b> - Preços do mercado finlandês €/MWh para os 3 primeiros períodos .....	977
<b>Tabela B.4</b> - Preços do mercado finlandês €/MWh para os 3 últimos períodos .....	988



## LISTA DE ACRÓNIMOS

---

Toda a simbologia presente neste documento encontra-se definida localmente. Contudo, apresenta-se seguidamente a lista com os principais símbolos utilizados.

	<b>Descrição</b>
AT	Alta Tensão
BDI	<i>Belief-Desire-Intention</i>
BETTA	<i>British Trading and Transmission Arrangements</i>
BT	Baixa Tensão
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CCD	Controlo de Carga Direta
CM	Capacidade de Mercado
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CNE	Comisión Nacional de Energia
DBB	<i>Demand Bidding/Buyback</i>
DE-PPC	Dia Extremo de Preço de Pico Critico
DR	<i>Demand Response</i>
DV	Critério Distância Vetorial
EDP	Energias de Portugal, S. A.
EMCAS	<i>Electric Market Complex Adapted System</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
IBP	<i>Incentive – Based Programs</i>
JADE	<i>Java Agent Development Framework</i>
LP	Licitação de Procura
MAN-REM	Projeto Negociação Multiagente e Gestão de Risco em Mercados de Energia Elétrica
MAT	Muito Alta Tensão

MAUT	Teoria da Utilidade Multiatributo
MB	Critério Máximo Benefício
MCDA	<i>Multi-Criteria Decision Analysis</i>
MEE	Mercado de Energia Elétrica
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MSA	Mercado de Serviços Auxiliares
MT	Média Tensão
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
OM	Operador de Mercado
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português
OS	Operador de Sistema
PAC	Participação Ativa dos Consumidores
PACE	Participação Ativa dos Consumidores de Emergência
PBP	<i>Price – Based Programs</i>
PPC	Preço de Pico Crítico
PPPE	Programas de Preço de Pico Extremo
PRE	Produção em Regime Especial
PTR	Preços de Tempo Real
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Independente ou não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SEPIA	Simulator for the Electric Power Industry Agents
SI	Serviço Interruptível

SIMEPAC	Simulador de Mercado de Eletricidade com Participação Ativa dos Consumidores
SMA	Sistema Multiagente
SMEE	Simulador de Mercado de Energia
TU	Tempo de Uso
UE	União Europeia



## NOMENCLATURA

---

$\delta_{final}$	Parâmetro final de procura do benefício
$\delta_{inicial}$	Parâmetro inicial de procura do benefício
$\delta_m$	Valor da margem mínima e máxima para a quantidade total
$\Delta_p$	Parâmetro de procura do preço
$\Delta_v$	Parâmetro de procura do volume
$Ag_c$	Agente Comprador
$Ag_v$	Agente Vendedor
$Ag_{ij}$	Primeiro agente a iniciar a negociação
$Ag_{ji}$	Identificação do segundo agente da negociação
$\beta_{actual}^v$	Benefício atual do agente $Ag_v$
$\beta_{possivel}^v$	Benefício possível do agente $Ag_v$
$B_{cmp}$	Benefício da proposta a enviar
$B_{min}$	Benefício mínimo do agente $Ag_v$
$B_{rcv}$	Benefício da proposta recebida
<b>Benefício</b>	Benefício do agente $Ag_v$
$C_{possivel}^c$	Custo possível do agente $Ag_c$
$C_{cmp}$	Custo da proposta a enviar
$C_i$	Custo da produção para o período $i$
$C_{max}$	Custo máximo do agente $Ag_c$
<b>Custo</b>	Custo da energia do agente $Ag_c$
$d_p$	A distância entre os preços
$i$	Período de uma proposta, $i \in [1;6]$
$k$	Constante, $k \in [0;1]$

$ki$	Constantes
$P_{i_{anterior}}^c$	Preço da proposta anterior do agente $Ag_c$ , para o período $i$
$P_{i_{max}}^c$	Preço máximo do agente $Ag_c$ , para o período $i$
$P_{i_{min}}^c$	Preço mínimo do agente $Ag_c$ , para o período $i$
$P_{i_{novo}}^c$	Preço da nova proposta do agente $Ag_c$ , para o período $i$
$P_{i_{t_{n+1}}}^c$	Proposta de preço do agente $Ag_c$ , no período $i$ , no instante $t_{n+1}$
$P_{i_{t_n}}^c$	Proposta de preço do agente $Ag_c$ , no período $i$ , no instante $t_n$
$P_i^v$	Preço do agente $Ag_v$ , para o período $i$
$P_i$	Preço inicial
$P_{limDR}$	Preço limite, definido pela demand response
$P_{max}$	Preço máximo a ser aplicado
$prop_{t_{n+2}}$	Proposta enviada por um agente após o envio da proposta $prop_{t_n}$
$prop_{t_n}$	Proposta num determinado instante $t_n$
$T$	Conjunto de instante do tempo $t_n$
$t_n$	Instante de tempo genérico $t_n$ , $t_n \in N$
$u$	Função de Utilidade
$ui$	Funções de Utilidade de Atributo Único
$V_i$	Volume inicial
$V_{i_{max}}^c$	Volume máximo do agente $Ag_c$ , para o período $i$
$V_{i_{min}}^c$	Volume mínimo do agente $Ag_c$ , para o período $i$
$V_{i_{t_{n+1}}}^c$	Volume do agente $Ag_c$ , para o período $i$ , no instante $t_{n+1}$
$V_i^c$	Volume do agente $Ag_c$ , para o período $i$
$V_{i_{t_n}}^c$	Proposta de volume do agente $Ag_c$ , no período $i$ , no instante $t_n$



$V_{med}$	Volume médio
$V_{tot}^c$	Volume total do agente $Ag_c$
$V_{max_i}$	Volume máximo inicial



## 1. CAPÍTULO

---

### **Introdução**

Este capítulo começa por introduzir o contexto do trabalho realizado no âmbito da presente dissertação. De seguida, o capítulo descreve as motivações que levaram à realização do mesmo e os seus principais objetivos. Por fim, apresenta a organização da dissertação.

## 1.1. ASPETOS GERAIS E ENQUADRAMENTO

A energia elétrica é produzida e distribuída em Portugal desde 1903, iniciando-se a sua expansão a nível público na cidade de Lisboa, pelas Companhias Reunidas de Gás e Eletricidade (antiga EDP).

Na primeira metade do século XX, apenas se produziu energia termoelétrica em Portugal. Em 1944, publicou-se a Lei da Eletrificação Nacional – a Lei 2002:

“Esta lei apontava claramente para a centralização e coordenação da produção de energia elétrica e à formação duma rede elétrica primária de exploração, que assentava a sua prioridade absoluta no aproveitamento dos recursos hídricos do país. Foi o ponto de inflexão da política energética nacional, que até à data assentava numa dependência de combustíveis fósseis, num país com escassos recursos deste tipo e que tornava a energia elétrica cara para o consumidor, agravando o *deficit* comercial e a balança de pagamentos portugueses” (Ferreira Dias, 1945).

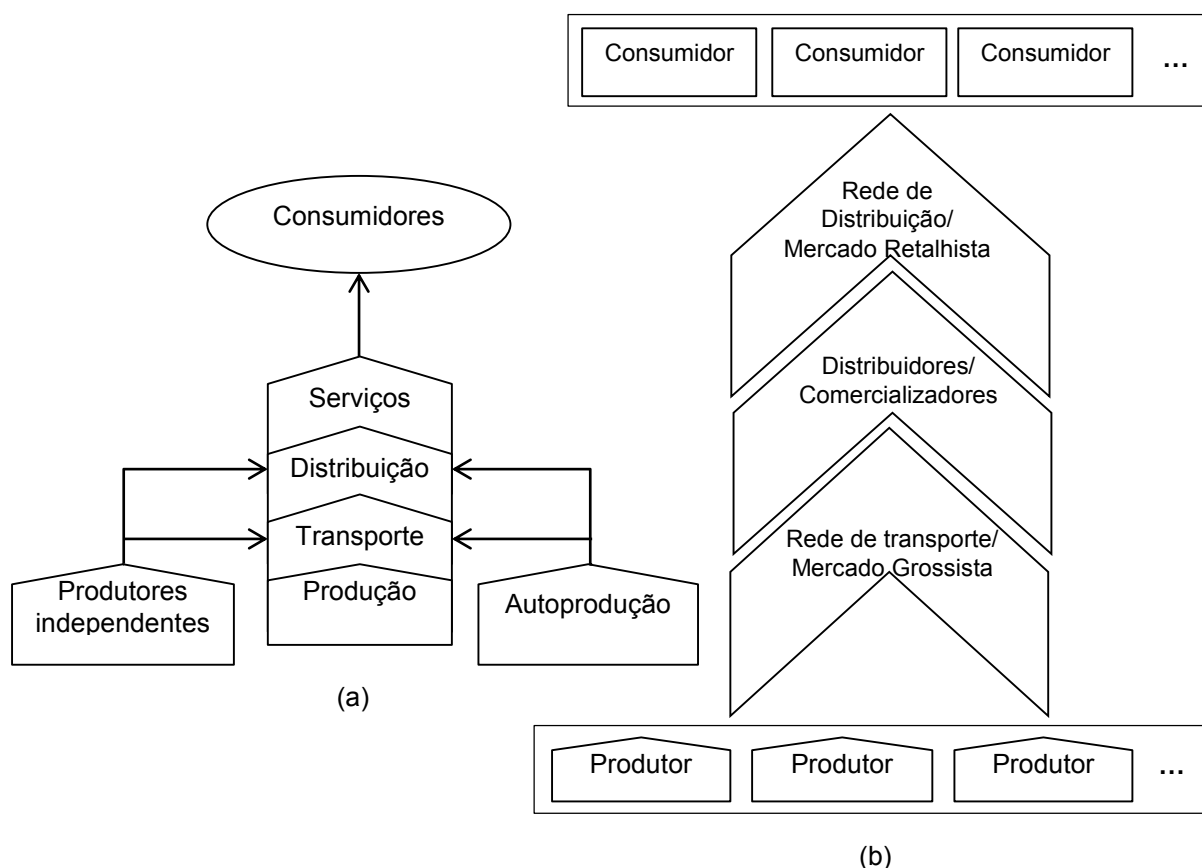
A partir de 1951, a produção de energia elétrica sofreu uma expansão para as energias renováveis, nomeadamente a energia hidroelétrica, em consequência da construção da barragem de Castelo de Bode (Dias, 1945).

Pode-se então constatar que a energia elétrica, desde o início do século XX, assumiu um papel fundamental na nossa sociedade, tornando-se nos dias de hoje uma necessidade de primeira ordem. Infelizmente, cerca de 1,2 mil milhões de pessoas ainda vivem sem eletricidade e a quota das energias renováveis no consumo global apenas aumentou ligeiramente em 20 anos, como revela um relatório coliderado pelo Banco Mundial e pela Agência Internacional da Energia.

As quatro grandes atividades identificadas no setor elétrico são a produção, o transporte, a distribuição, e a comercialização. Grande parte da energia produzida é gerada em centrais e parques onde os principais recursos são o gás, o carvão, os recursos hídricos, e os recursos renováveis. Uma parte da energia produzida (energias renováveis) é injetada diretamente nas redes de distribuição em níveis de tensão mais baixas.

Em relação ao transporte, a energia produzida é introduzida na rede de transporte em Alta Tensão (AT) ou Muito Alta Tensão (MAT), sendo a mesma transportada até às redes de distribuição de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), de modo a satisfazer as necessidades dos vários tipos de consumidores finais.

Com o objetivo de alcançar um modelo de Mercado de Energia Elétrica que seja livre, competitivo, nos últimos anos o setor elétrico de diversos países sofreu inúmeras alterações. Em particular, ocorreu a reestruturação da organização de várias empresas monopolistas, sendo que estas, sendo verticalmente integradas, não tinham qualquer concorrência, gerindo desde a produção até à venda da eletricidade, produzindo, transportando e distribuindo a energia elétrica. O modelo de mercado tem também como objetivo permitir melhores condições para os consumidores finais de energia, mais precisamente preços mais baixos. Pode ver-se na Fig.1.1 como o mercado liberalizado se diferencia da comercialização em empresas verticalmente integradas.



**Fig.1.1** – (a) Modelo em monopólio verticalmente integrado e (b) modelo liberalizado (Saraiva et al., 2002)

Desde o início dos anos 90 que o processo de reestruturação se foi desenvolvendo, separando as funções de geração e retalho dos monopólios naturais de transmissão e distribuição. A implementação de um mercado grossista surgiu a partir deste processo, de modo a que os agentes produtores de eletricidade fornecessem o resultado da sua produção aos retalhistas (p.e., EDP e Endesa) presentes na comercialização de eletricidade. Surgiu também um mercado retalhista, em que os retalhistas asseguram o fornecimento aos consumidores. Com estes dois mercados, os consumidores ganham a possibilidade de escolher o seu fornecedor de eletricidade, de acordo com as melhores ofertas. Um passo importante na inovação e eficiência da indústria elétrica foi a introdução de competição na produção de energia, permitindo, em teoria, beneficiar, todos os consumidores. A base da remuneração dos preços denomina-se por preço marginal do sistema e é determinada com base na interseção das curvas de oferta e de procura. O operador de mercado analisa as ofertas de venda feitas pelos produtores de energia elétrica e constrói as curvas com base no volume de energia e no preço a que estão associadas as ofertas. As análises no setor da energia elétrica têm regras muito concretas que delineiam as características a serem estudadas (Azevedo, 2002).

Atualmente, a estrutura do mercado retalhista apoia-se na coexistência de duas formas de contratação de fornecimento de energia elétrica (ERSE, 2009):

- Contratação em mercado regulado, a partir de contratos bilaterais, ou no mercado organizado, através de aplicação de tarifas integrais reguladas;
- Contratação em mercado liberalizado, em que as condições de negociação de energia, que serão definidas entre as partes e a componente de acesso às redes, são aplicadas através de preços regulados.

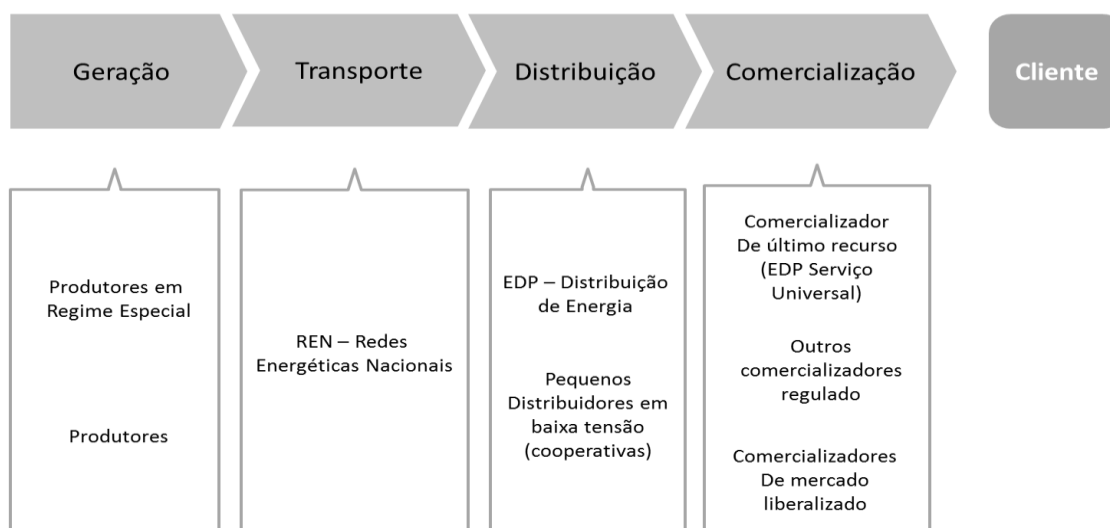
Para obter preços mais vantajosos para os clientes é necessário que se criem condições que possibilitem aumentar o lucro dos fornecedores de energia, para que estes tenham margens para baixarem os preços. No mercado retalhista, os clientes e os retalhistas têm a possibilidade de negociarem contratos de modo a estabelecerem preços para determinadas unidades temporais e para o futuro (p.e., seis meses). Estes contratos podem, em certos casos, envolver uma troca iterativa de propostas e contrapropostas.

## 1.2. MOTIVAÇÃO

Os Mercados de Energia Elétrica (MEEs) permitem comprar e vender eletricidade, sendo os preços obtidos pelos determinantes da oferta e da procura. Dois objetivos essenciais dos MEEs consistem em garantir uma operação economicamente eficiente e tecnicamente segura, e reduzir os custos de utilização da eletricidade. Para alcançar estes objetivos, existem diversos modelos de mercado, dos quais se destacam os mercados organizados, e os contratos bilaterais. A presente dissertação diz respeito à contratação bilateral de energia. A figura 1.2 apresenta os principais intervenientes de um mercado de energia liberalizado.

Os sistemas multiagente (SMA) representam uma área relativamente recente e em rápida expansão. Os SMA podem lidar com interações complexas, suportando técnicas de Inteligência Artificial e algoritmos numéricos. Neste sentido, uma abordagem multiagente envolvendo agentes computacionais capazes de executarem ações de forma autónoma e flexível para alcançarem os seus objetivos constitui uma abordagem ideal para modelar o domínio naturalmente distribuído de um mercado de energia elétrica.

O projeto MAN-REM ([www.Ineg.pt/iedt/projectos/473](http://www.Ineg.pt/iedt/projectos/473)) pretende utilizar as potencialidades inerentes aos agentes computacionais para ultrapassar, pelo menos em parte, as complexidades associadas aos MEEs. Especificamente, o objetivo global do projeto consiste em desenvolver um simulador para MEEs que permita aos participantes de mercado negociarem os termos de contratos bilaterais, gerirem de forma eficiente a procura durante a contratação bilateral (tópico sobre o qual incidiu a presente dissertação), e aliarem-se em coligações. Este projeto tem ainda como objetivo desenvolver um simulador de MEEs que permita uma representação flexível e uma simulação realista do mercado.



**Fig. 1.2 - Estrutura do setor elétrico e principais intervenientes do mercado de energia liberalizado**

O presente trabalho<sup>1</sup> tem como base um modelo de mercado liberalizado relativo aos contratos bilaterais, envolvendo a expansão de uma ferramenta de simulação baseada na tecnologia multiagente, e o desenvolvimento de estratégias de negociação entre agentes retalhistas e consumidores finais, de modo a tornar possível negociações bilaterais mais eficientes. Em particular, o trabalho diz respeito à participação ativa dos consumidores (PAC), na contratação bilateral de eletricidade em mercados competitivos. A PAC pode ser definida como a capacidade de gerir o consumo de eletricidade dos consumidores finais e em resposta fornecer condições apropriadas, tais como reduzir o preço da eletricidade, melhorar a fiabilidade do sistema e diminuir a volatilidade dos preços.

A PAC envolve alterações no padrão de consumo de energia dos consumidores em resposta a variações de preço ao longo do tempo, ou o pagamento de incentivos, com o intuito de induzir os consumidores a reduzirem o seu consumo em:

- Períodos em que o preço (de mercado) é elevado;
- Situações em que a fiabilidade do sistema elétrico possa estar em causa.

Neste contexto, a negociação de contratos bilaterais em mercados liberalizados tem como principal objetivo fixar os preços e volumes de energia para um determinado período futuro. Considera-se o ajuste de volumes de energia de acordo com os preços a praticar, ou seja, a redução de volumes nos períodos de preços mais elevados e o seu aumento nos períodos de preços mais baixos. As principais ações a executar (pelos consumidores) para implementar uma gestão eficiente da procura durante a contratação bilateral, envolvem a transferência de atividades de consumo elevado para períodos fora das horas de pico.

### 1.3. OBJETIVOS

Os principais objetivos da presente dissertação são os seguintes:

- Adotar e testar o modelo de negociação bilateral desenvolvido por Lopes et al. (2002; 2008; 2010) e posteriormente expandido por Ilco (2012) e Lopes et al. (2013a; 2013b; 2014) com novas estratégias relativas à PAC;
- Estender o modelo referido acima através do aperfeiçoamento das estratégias de negociação, e desenvolvimento de novas estratégias, com vista a uma participação efetiva dos consumidores na comercialização de energia;
- Adotar o simulador multiagente desenvolvido por Ilco (2012) e estendê-lo com o modelo multiplicativo (Keeney, 1996) para representar as preferências dos negociadores; usar o simulador para testar esse modelo na contratação bilateral de energia;
- Desenvolver um caso de estudo em Excel para testar as novas estratégias de negociação (sem o uso do simulador).

---

<sup>1</sup> Trabalho realizado no âmbito do projeto MAN-REM ("Negociação Multiagente e Gestão de Risco em Mercados de Eletricidade Liberalizados"), projeto FCOMP-01-0124-FEDER-020397, financiado pelo FEDER através do programa COMPETE – Programa Operacional Temático Fatores de Competitividade, e pela FCT – Fundação para a Ciência e Tecnologia.

#### 1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este texto está organizado em 5 capítulos e um anexo que estão descritos na Tabela 1.1.

**Tabela 1.1 – Organização da dissertação.**

<b>Capítulo 1</b> Introdução	Este capítulo começa por introduzir o contexto do trabalho realizado no âmbito da presente dissertação. De seguida, o capítulo descreve as motivações que levaram à realização do mesmo e os seus principais objetivos. Por fim, apresenta a organização da dissertação.
<b>Capítulo 2</b> Estado de Arte	Neste capítulo é apresentada uma visão global do mercado de energia elétrica, descrevendo-se os principais modelos de mercado, e efetuando-se uma breve introdução do MIBEL. É abordado também um aspeto importante para a dissertação: Participação Ativa dos Consumidores em mercados de eletricidade liberalizados. O capítulo termina com a apresentação de algumas arquiteturas de agentes autónomos e a descrição de vários simuladores de mercados de energia baseados na tecnologia multiagente.
<b>Capítulo 3</b> Modelo de Contratação Bilateral com Gestão de Preços e Volumes de Energia	Este capítulo descreve o processo de negociação bilateral entre dois agentes, um retalhista e um consumidor final de energia elétrica. O capítulo começa com a descrição sucinta de um modelo de negociação bilateral, com principal incidência para o planeamento da negociação e o processo de ofertas alternadas. Posteriormente, descrevem-se aspetos importantes relativos às preferências dos negociadores, sendo de realçar os modelos aditivo e multiplicativo. Por fim, apresentam-se várias estratégias para a comercialização bilateral de energia com gestão de preços e volumes de energia, incluindo uma nova estratégia desenvolvida no âmbito do presente trabalho.
<b>Capítulo 4</b> Caso de Estudo	Este capítulo inicia-se com uma breve introdução ao caso de estudo, enfatizando o enquadramento do tema e indicando os principais dados. Posteriormente, são apresentados os valores de volumes e preços que foram utilizados para as simulações, com os dois critérios referidos na secção 3.3.2. Finalmente, são apresentados os resultados bem como as conclusões obtidas.
<b>Capítulo 5</b> Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro	É neste capítulo que são apresentadas as principais conclusões resultantes do trabalho realizado. O capítulo descreve também vários caminhos para trabalho futuro e sugestões de melhoramento do trabalho efetuado.



## 2. CAPÍTULO

---

### **Estado de Arte: Mercados de Energia, Participação Ativa de Consumidores e Agente Autónomos**

Este capítulo apresenta uma visão global do mercado de energia elétrica, descrevendo-se os principais modelos de mercado, e efetuando-se uma breve introdução do MIBEL. É abordado também um aspeto importante para a dissertação: Participação Ativa dos Consumidores em mercados de eletricidade liberalizados. O capítulo termina com a apresentação de algumas arquiteturas de agentes autónomos e a descrição de vários simuladores de mercados de energia baseados na tecnologia multiagente.

## 2.1. MERCADOS DE ELETRICIDADE

### **2.1.1. Reestruturação do Setor da Energia Elétrica**

As primeiras alterações a serem sentidas no setor elétrico ocorreram nos EUA, em 1978, quando o modelo organizacional tradicional com a publicação da *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) se começou a pôr em causa. Esta publicação cria a figura do produtor independente e obrigação das empresas concessionárias monopolistas adquirirem a energia por elas produzida. Posteriormente em 1992, ocorreu a revisão da PURPA pelo *Energy Policy Act*, de forma a impor o planeamento integrado de recursos para todas as concessionárias, bem como a inclusão de um conjunto alargado de medidas de conservação de energia e de gestão da procura (Paiva, 2007).

No continente sul-americano, a partir da década de 80, iniciou-se a liberalização do setor elétrico e a integração dos mercados de energia de diferentes países, a nível mundial. O Chile criou uma agência, denominada de *Comisión Nacional de Energía*, com o objetivo de promover novas políticas energéticas, permitindo o investimento de capitais privados em empresas do setor elétrico, e desta forma aumentar a competitividade nesse setor. Depois disso, países como Argentina, Peru, Bolívia e Colômbia seguiam o exemplo da reestruturação iniciada no Chile (Rudnick et al., 2001).

A primeira manifestação de reestruturação no Setor da Energia Elétrica na Europa verificou-se na Grã-Bretanha, através da criação de um mercado de energia em bolsa entre a Inglaterra e o País de Gales, regulamentado através do *Electricity Act*, em 1989, a fim de implementar a privatização de empresas do setor elétrico, fato que conduziu ao aumento da concorrência nos subsistemas de produção e distribuição.

Com vista à regulação, foi criada uma entidade independente, *National Grid Company*, com competência para gerir o transporte.

Nesta primeira fase só era possível a comercialização de energia através do modelo em bolsa, fatos que seriam alterados em Março de 2001, com a reforma que ocorreu no mercado de produção de energia elétrica na Inglaterra e no País de Gales, com a substituição do modelo pelo *New Electricity trading Arrangements* (NETA), que alterou o regime para a possibilidade de se efetuarem contratos bilaterais, reduzindo o âmbito do mercado organizado que estava em vigor na 1ª fase.

Em 1 de Abril de 2005, foi implementado o *British Trading and Transmission Arrangements* (BETTA), que criou um mercado grossista único de energia elétrica para a Grã-Bretanha, com a inclusão da Escócia. Este mercado único de energia elétrica para a Grã-Bretanha, conduziu a um maior número de participantes, bem como a um aumento de liquidez do mercado de contratos bilaterais.

Comparativamente há uma significativa diferença entre os mercados organizados, que contabilizam uma reduzida quota de comercialização de energia elétrica, com o novo modelo que prevê as transações realizadas bilateralmente ou através de *brokers* (Gomes, 2007)

Depois do impulso da criação da bolsa de energia entre a Inglaterra e o País de Gales, seguiu-se um processo de reestruturação dos setores elétricos noutros países europeus, como por exemplo a Noruega, que em 1991, implementou uma bolsa de energia, seguida da Suécia, em 1996, com a criação do *NordPool*, configurando o maior mercado multinacional de energia elétrica do mundo, e do qual fazem parte a Finlândia e a Dinamarca.

Em 1997, foi criada uma lei, que entrou em vigor em Janeiro de 1998, Ley del Setor Eléctric, aprovada pelas Cortes, que consagrou uma profunda reestruturação, da qual consignava (Paiva, 2007):

- A redução da intervenção estatal;
- A diferenciação entre atividades reguladas (transporte, distribuição e operação do sistema) e não reguladas (produção e comercialização) e a sua separação jurídica;
- A criação de um mercado grossista;
- A liberdade de escolha dos consumidores;
- O acesso livre a terceiros.

Neste modelo do setor elétrico, coexistiam dois sistemas: o sistema regulado (ou à tarifa) e o sistema liberalizado. No primeiro, a aquisição de eletricidade feita pelos consumidores aos distribuidores tinha um regime de tarifas reguladas; as atividades de transporte e distribuição são praticadas pelas empresas de distribuição que adquirem a eletricidade no mercado grossista, em regime regulado. No sistema liberalizado, as condições para o exercício do comércio de eletricidade entre os consumidores qualificados e os comercializadores, são estabelecidas bilateralmente (Gomes, 2007).

Em 1996, a União Europeia, através da Diretiva 96/92, estabeleceu uma reforma no setor elétrico, sobre o mercado interno de eletricidade, implementando em 1999, as regras comuns relativas à produção, transporte e distribuição de eletricidade, bem como as relativas à organização e funcionamento do setor elétrico e as do acesso ao mercado, definindo os critérios e mecanismos de regulação de concursos, da concessão de autorizações e da exploração das redes (Sousa, 2005).

Esta Diretiva foi revogada em 2003, pela Diretiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho da União Europeia, adotando regras comuns à criação do mercado interno da eletricidade da União Europeia (UE), de forma que os consumidores não-domésticos possam escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade (desde 1 de Julho de 2004); e a partir de 2007, todos os consumidores, incluindo os domésticos, também podem escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade, o que conduziu a um aumento de potenciais consumidores a terem a oportunidade de trocar de fornecedor de energia elétrica (Ramos, 2006).

Atualmente está em vigor a Diretiva 2009/72/CE, de 13 de Junho, aprovada pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho Europeu, que revogou a anterior Diretiva 2003/54/CE, e que estipula regras comuns para o mercado interno da eletricidade. Esta Diretiva faz parte do Terceiro Pacote Legislativo – Mercado Interno de Energia da União Europeia, onde se pretende uma uniformização de critérios para os mercados de energia da UE, de forma a definir regras comuns para a produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade. São também definidas as normas para proteção dos consumidores, com vista a melhorar e integrar os mercados de energia da UE.

Na Diretiva 2009/72/CE, 2009, estão ainda consagradas regras referentes à organização e funcionamento do setor de eletricidade, bem como o acesso aberto ao mercado, onde se estabelecem os critérios e procedimentos aplicáveis aos concursos, concessão de autorizações e exploração das redes. Estão estipuladas as obrigações de serviço universal, bem como os direitos dos consumidores de eletricidade, com uma definição clara das obrigações no domínio da concorrência.

### 2.1.2. Evolução em Portugal

Foi em 1975 que se deu a nacionalização do setor elétrico português, associando todas as empresas ligadas à produção, transporte e distribuição, dando origem, em 1976, à criação da empresa Eletricidade de Portugal, agora conhecida por Energias de Portugal (EDP) (EDP, 2012). O setor elétrico português consistia numa estrutura verticalmente integrada, funcionando como um monopólio.

Em 1988, com a publicação do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, ocorreu uma modificação importante na legislação aplicada ao setor, criando o conceito de Produção em Regime Especial (PRE), incentivando a produção independente usando fontes de energia renovável ou cogeração. Em 1995, surge a primeira reforma no setor elétrico português, com a publicação do Decreto-Lei 182/95, ocorrendo a reestruturação e a privatização parcial (separação das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica) da empresa pública monopolista e verticalmente integrada EDP.

Com a primeira reforma, o setor elétrico português foi alterado significativamente, ficando estruturado num sistema de serviço público e num sistema a ser explorado através do mercado. A evolução do Sistema Elétrico Nacional (SEN) deu origem ao Sistema Elétrico Público (SEP) e ao Sistema Elétrico Independente (SEI), sendo ambos regulados por uma entidade independente, denominada atualmente por Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). O SEP passou a incluir todos os produtores, clientes e distribuição vinculados, e ainda a Rede Nacional de Transporte (RNT). Por outro lado, o SEI passou a abranger os produtores, distribuidores e clientes do Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e a PRE (ERSE, 2009).

A ERSE passa a desempenhar um papel fundamental na coexistência entre o SEP e o SENV, regulando as atividades de transporte e distribuição de energia elétrica, e as relações comerciais entre o SEP e o SENV. O SEP baseia-se numa lógica centralizada, onde as transações de energia elétrica são realizadas a um preço regulado. Por outro lado, o SENV é regido pela lógica de mercado, onde os agentes não têm garantia prévia de rentabilidade, visto que, estão sujeitos às leis da oferta e da procura de energia elétrica que determinam o equilíbrio de mercado (Catalão, 2006).

No ano 2000, surge uma nova fase de privatização da EDP, abdicando o Estado Português da grande maioria do capital da empresa, passando a deter somente 30% do capital (Catalão, 2006). Nesta fase, ocorre a separação da concessionária da RNT, a Rede Elétrica Nacional (REN), do grupo EDP. A REN assegura o transporte de energia elétrica e a gestão do SEP, tratando-se do único comprador dos produtores vinculados (Catalão, 2006). O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a REN foi realizado mediante Contratos de Aquisição de Energia (CAE). No entanto, no ano de 2006, ocorreu a necessidade de término dos CAE, tendo em conta a abertura do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

Com o aparecimento do MIBEL, foi criado um mecanismo de compensação, denominado por Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), em vigor até 2017, de modo a compensar os produtores vinculados pela cessação dos CAE. Passado esse período, os produtores portugueses irão depender unicamente do próprio mercado.

Em 2006, também teve início a liberalização do mercado de eletricidade de baixa tensão, enquanto se procedeu à organização do setor nas atividades de produção (tanto em regime ordinário como em regime especial), de transporte e de comercialização (Tomé, 2009). Posteriormente, a 1 de Julho de 2007, surge a abertura do MIBEL, integrando o mercado elétrico português e o mercado elétrico espanhol (a abordar com mais detalhe na secção 2.2).

**Tabela 2.1** - Evolução cronológica da liberalização do setor elétrico europeu, português e espanhol (Pereira, 2011 e Simões, 2011).

	<b>Europa</b>	<b>Espanha</b>	<b>Portugal</b>
<b>1997</b>	Aprovação da Diretiva 96/92/CE (Definição do Mercado Interno)		
<b>1998</b>	Adoção da Diretiva pelos Estados-Membros	1ª Etapa – 28% de liberalização do consumo 1ª Bolsa - OMEL	
<b>1999</b>		2ª,3ª,4ª e 5ª Etapas – 43% de liberalização de consumo	
<b>2000</b>		6ª Etapa – 52% de liberalização de consumo	1ª Etapa – 30% de liberalização do consumo
<b>2003</b>	Aprovação da Diretiva 2003/54/CE (Regras comuns para o Mercado Interno)	Mercado liberalizado a 100%	2ª Etapa – 35% de liberalização do consumo
<b>2004</b>			Liberalização de todos os clientes não-domésticos
<b>2006</b>			Mercado liberalizado a 100%
<b>2007</b>	Objetivo Europeu – Mercado liberalizado até 1 de Julho de 2007		
<b>2009</b>	3º Pacote Energético Europeu + Diretiva 2009/72/CE (revogou a Diretiva 2003/54/CE)		
<b>2011</b>			

A Tabela 2.1 apresenta a evolução da legislação europeia e algumas etapas que permitiram a liberalização do setor de energia elétrica em Portugal e Espanha.

## 2.2. MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE (MIBEL)

O Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL) resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos governos de Portugal e Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Pretendeu-se dar um contributo significativo, não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível Ibérico, mas também à escala europeia, nomeadamente para a construção do Mercado Interno de Energia (MIBEL, 2013). Aumentou-se assim, a competição no setor de forma mais acentuada, após a assinatura em 14 de Novembro de 2001, do protocolo de colaboração entre as administrações portuguesa e espanhola para a criação do MIBEL.

Tendo sido posto em funções oficiais em 1 de Julho de 2007 (data imposta pela Diretiva 2003/54/CE), este mercado centra-se numa bolsa gerida pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI), tendo dois polos, um em Portugal para o mercado a prazo, e outro em Espanha dedicado aos mercados diários e intradiários. Sintetizando, o mercado Ibérico baseia-se em ofertas realizadas diariamente, em que todos os produtores são remunerados com o preço marginal, havendo permissão de efetuar contratos bilaterais. Sendo a regulação de preços da energia elétrica entre Portugal e Espanha diferente, a ERSE é a entidade que fixa as tarifas em Portugal e a CNE (Comisión Nacional de Energía) em Espanha, em que esta necessita de uma aprovação do governo (Paiva, 2007).

O MIBEL considera ou inclui vários mercados, sendo que estes são divididos em mercados a prazo, diário e intradiário, sendo de realçar o seguinte:

- Mercado a Prazo: mercado onde se negocia activos para entrega futura, em contraste com os mercados onde se negocia activos para entrega imediata, designados por mercado *spot*;
- Mercado diário: transações referentes à energia com entrega no dia seguinte ao da negociação (ERSE, 2009) (mercado *spot*<sup>2</sup>);
- Mercado intradiários: transações de liquidação por entrega física;

Neste âmbito, a estrutura do MIBEL assenta na existência de um mercado a prazo (polo português), gerido pelo OMIP<sup>3</sup>, e um mercado a curto prazo<sup>4</sup> (polo espanhol), gerido pelo OMEL<sup>5</sup>, sendo responsável pela organização diária de compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação (Cruz, 2008). Um mercado a curto prazo integra uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários.

Os principais objetivos do MIBEL são os seguintes (MIBEL, 2013):

- Melhorar a qualidade dos serviços e baixar os preços da energia elétrica;
- Incentivar o desenvolvimento e a competitividade;
- Incentivar a concorrência, levando a estabelecer preços mais baixos, tanto a nível de produção como de distribuição;
- Possibilitar que o consumidor final selecione uma empresa de comercialização de energia para o fornecimento segundo a entidade reguladora.

### 2.2.1. Mercados em Bolsa (*Spot*)

Os mercados em bolsa correspondem aos mercados *spot* centralizados, em que o método de relacionamento ocorre entre empresas produtoras e comercializadores e/ou clientes elegíveis. O termo mercado *spot* (*spot market*), é usado para designar mercados onde se negociam ativos para entrega imediata, em oposição aos mercados onde se negociam ativos para entrega futura, designados por mercados a prazo.

Estes mercados têm regras definidas para equilibrar a relação entre a produção e o consumo, através de propostas comunicadas entre as entidades produtoras e/ou pelos comercializadores e consumidores elegíveis. Funcionam, por norma, no dia anterior aquele em que o resultado das propostas de compra/venda são aceites. Na língua inglesa estes mercados também são conhecidos por *Day-Ahead Markets*.

Os mercados a curto prazo encontram-se estruturados para acomodar as variações diárias de carga e refletir as variações dos custos de exploração. Segue-se um excerto de um texto extraído de Saraiva et al., (2002):

“Assim, o intervalo de tempo de um dia, que está a ser alvo de negociação no dia anterior, é normalmente dividido em 24 ou 48 intervalos de 1h ou 30 minutos, respetivamente. Para cada um desses intervalos, os agentes que atuam no mercado deverão apresentar as suas propostas de compra/venda, incluindo, nas versões mais simplificadas, a indicação do preço mínimo a que estão aptos a vender, do preço máximo que se encontram disponíveis a pagar, do nó da rede onde se fará a injeção ou absorção e da potência pretendida. No final do período de negociação, são obtidos 24 ou 48 despachos económicos para cada hora ou meia hora do dia seguinte. Desta

---

<sup>2</sup> Termo utilizado para designar a comercialização de energia no mercado diário.

<sup>3</sup> OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A

<sup>4</sup> Mercado spot, à vista ou a contado – mercado organizado de compra e venda de energia elétrica e de outros serviços relacionados com o fornecimento de energia elétrica, com entrega física até ao dia seguinte (OMIP, 2010)

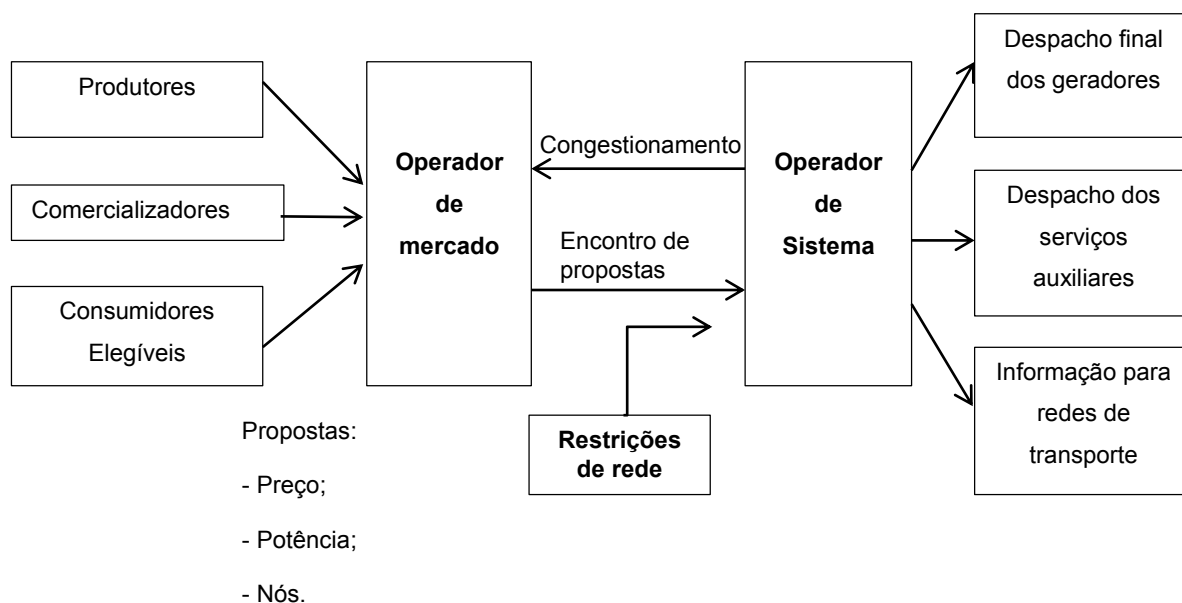
<sup>5</sup> OMIE – Operador de Mercado Ibérico de Energia – Polo Espanhol, S.A.

forma, o mercado a curto prazo administrado pelo Pool pode ser definido como um mercado grossista de energia elétrica, tendo por base propostas de compra/venda em que os preços apresentados pelos produtores refletem custos marginais. De algum modo, o Pool corresponde a uma das formas existentes no ambiente de mercado para realizar o planeamento da operação do sistema elétrico para o dia seguinte.”

Sintetizando, o modelo em bolsa caracteriza-se pela existência de uma entidade que recebe ordens de venda comunicadas por produtores e ordens de compra emitidas por distribuidores, comercializadores ou consumidores elegíveis, sendo que estas ofertas podem ser complexas, mas incluem tipicamente o preço e a quantidade disponível, havendo um mecanismo para “casar” as ofertas de compra com as de venda.

O mercado em bolsa pode ser visto como uma superentidade que estabelece relações com produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores elegíveis e com o operador de sistema. Está encarregado de realizar um despacho centralizado de acordo com as propostas recebidas. Pode ser simétrico ou assimétrico, voluntário ou obrigatório e realizar o relacionamento comercial entre participantes (ver Fig. 2.1).

A participação nos mercados em bolsa pode ser obrigatória<sup>6</sup>, ou seja, todos os agentes consumidores, produtores, ou retalhistas são obrigados a apresentar licitações de compra e venda na bolsa, ou pode ser voluntária, de modo a que os agentes de procura e oferta possam também estabelecer contratos diretos através da comercialização bilateral de energia (Pereira, 2004).



**Fig. 2.1** - Modelo de exploração do setor elétrico em bolsa (Saraiva et al., 2002)

<sup>6</sup> A obrigatoriedade é aplicada para o comercializador de último recurso português e para os distribuidores espanhóis que adquirirem quantidades predeterminadas de energia em mercados a prazo, correspondentes a 10% da energia comercializada (Fonte: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)).

### 2.2.2. Contratos Bilaterais (*Forward*)

O mercado regulado de energia baseia-se em licitações em bolsa. Estas, por sua vez, podem ser muito condicionadas pelos “*players*” que usam o seu poder para elevar os preços da energia através de licitações muito elevadas. Os contratos bilaterais entre produtores e consumidores surgem como estabilizadores dos preços. Estes contratos são realizados diretamente entre duas entidades independentes, sendo os preços, os termos e outras condições negociados livremente (Pereira, 2004). Uma das vantagens deste modelo passa pela redução do risco associado à volatilidade do preço no mercado em bolsa, embora se corra o risco de estabelecer um mau contrato, que leve a perder algum benefício. Dado que o preço da energia estabelecido num contrato bilateral é fixo, o preço assume um risco, devido a erros da previsão de carga e à incerteza do preço de combustível, levando a que o preço contratado possa ser superior ou inferior ao preço do mercado em Bolsa (Khatib et al., 2007).

Os contratos bilaterais podem ser físicos ou financeiros, com particularidades diferenciadas (Ferreira, 2007). Os primeiros são normalmente realizados a longo prazo, em que uma parte se compromete a colocar energia elétrica na rede (vendedor) e a outra parte a receber essa energia elétrica contratada (comprador). Como os preços e as condições são negociáveis, este modelo garante segurança em relação ao preço, pois este é fixo por um período de tempo razoável.

Com o desenvolvimento dos contratos bilaterais físicos, as funções de operação de sistema e do mercado foram repartidas por entidades distintas, nomeadamente o operador de sistema e o operador de mercado. O operador de sistema tem como responsabilidade exercer as funções técnicas de coordenação, assegurando a segurança da rede, e o operador de mercado organizar e gerir as transações entre os agentes, de modo a organizar os contratos bilaterais. A figura 2.2 ilustra a organização do setor elétrico Português do MIBEL.

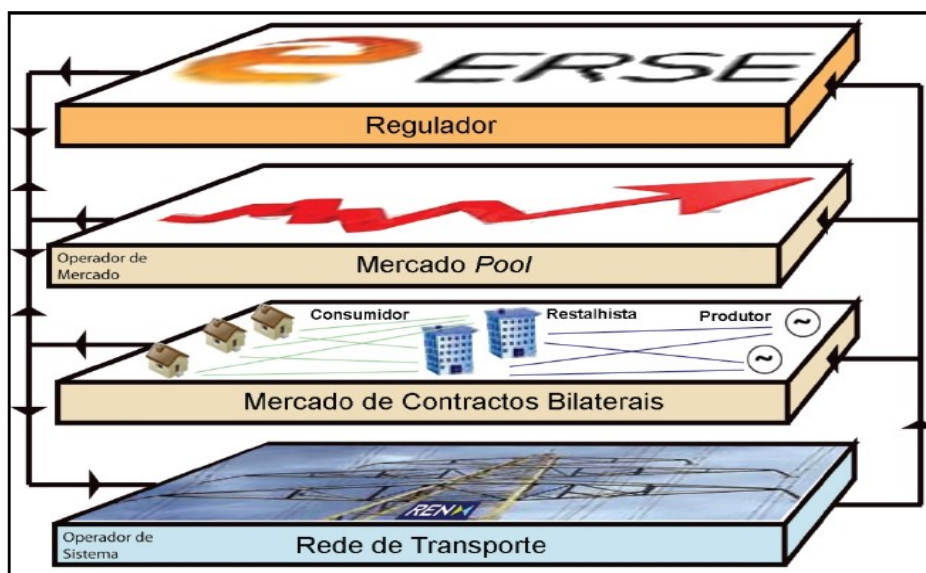


Fig. 2.2 - Esquema do setor elétrico português do MIBEL (Rodrigues, 2012)



Os contratos bilaterais podem levantar algumas questões, nomeadamente (Paiva, 2007):

- Não existe compatibilidade entre um despacho realizado e as normas nos sistemas elétricos tradicionais e em determinadas bolsas;
- Podem levar à diminuição do número de contratos, pois a transparência de preços é menor, caso exista um número muito elevado de consumidores a escolher por esta modalidade;
- Podem reforçar o poder de mercado e consequentemente facilitar a manipulação dos preços pelos participantes mais poderosos.

É importante referir que o controlo das negociações bilaterais, por forma a (eliminar ou) ultrapassar as limitações ao longo da negociação, é da responsabilidade do OMIP.

Os contratos bilaterais financeiros aplicam um “seguro” contra a volatilidade referente aos mercados de energia, uma vez que os preços em mercados competitivos podem reagir rapidamente às variações da oferta e da procura. Para garantir a segurança das partes envolvidas, devido ao risco inerente aos mercados, podem ser aplicados vários modelos de contratos, incluindo contratos por diferenças, de futuros e de opções (Paiva, 2007). A secção seguinte descreve sucintamente os contratos futuros.

### **2.2.3. Contratos de Futuros (*Future*)**

Um contrato de futuros pode ser definido da seguinte forma (OMIP, 2010):

“Contrato a prazo negociado no mercado, em que as partes se obrigam a comprar ou a vender um ativo subjacente, em quantidade e qualidade padronizadas, em data e local pré-determinados, a um preço acordado no presente, estando sujeito a liquidação diária de ganhos e perdas no período de negociação”.

Nos mercados de futuros é permitido aos agentes de mercado efetuarem as suas ofertas para diversos períodos temporais (ofertas anuais, trimestrais, mensais ou semanais).

As vantagens deste tipo de contratos incluem:

- Uma gestão mais eficaz do risco associado aos mercados diários onde os preços têm uma volatilidade maior (Hogan et al., 2000);
- Uma diminuição do poder de mercado<sup>7</sup> dos agentes produtores e a coordenação de novos investimentos (Cramton et al., 2010).

A inexistência de mercados a prazo pode originar uma dependência excessiva dos mercados do dia seguinte, o que inibe o planeamento a longo prazo e torna o sistema imprevisível. Este aspeto esteve na origem da crise que se verificou no mercado elétrico da Califórnia nos anos 2000 e 2001 (Cramton et al., 2006).

---

<sup>7</sup> Poder de mercado – Capacidade que um ou vários produtores têm de influenciar o preço de fecho de mercado ou a quantidade de energia transacionada no mesmo (Stoft, 2002; D. Kirschen, 2004).

## 2.3. PARTICIPAÇÃO ATIVA DOS CONSUMIDORES EM MERCADOS COMPETITIVOS

Têm-se verificado várias modificações no setor elétrico, desde o final dos anos 80, em muitos países da Europa, sendo que estas ocorreram devido à liberalização dos mercados de energia, com consequências sobre as atividades do lado da procura.

Atualmente, existe cada vez mais a necessidade de adotar e criar medidas que promovam a eficiência no consumo energético. Para tal, têm vindo a ser implementadas várias soluções, de modo a combater a dependência dos combustíveis fósseis na produção de energia elétrica, à medida que vai evoluindo a área das energias renováveis.

Alguns conceitos, de outras áreas do conhecimento, também são aplicados à procura no mercado de energia, tais como a conservação, a gestão e a utilização racional de energia. De modo a aplicá-los, têm vindo a ser desenvolvidas políticas e programas para os vários agentes do mercado energético. Um dos programas, que tem tido bastante impacto a nível mundial, diz respeito à Participação Ativa dos Consumidores (PAC), e tem como objetivo modificar os padrões de consumo dos utilizadores do setor elétrico.

“Alguns dos programas de PAC, em vigor na União Europeia, têm-se concentrado nos grandes consumidores industriais, tais como em Espanha e Itália. Na Finlândia, durante vários anos foram usados programas de interrupção da carga de energia em resposta às perturbações na rede. Em 2005, o potencial total da PAC na indústria finlandesa foi estimado em cerca de 1280 MW, o que representa 9% do pico de procura de energia finlandês. Em França, cerca de 350000 clientes residenciais e mais de 100000 clientes de pequenas empresas utilizam a tarifa *Tempo*. Nesta tarifa, os dias são diferenciados de acordo com o preço, usando um sistema de cores juntamente com uma indicação de que a hora atual faz parte dos oito horários (fora de pico ou não), e os consumidores que adiram a esta tarifa podem ajustar o seu consumo manualmente ou através da seleção de um programa para conexão e desconexão automática” (Ilco, 2012).

A situação presente da PAC no mundo é apresentada, de forma sucinta, em Woo et al., (2010). Várias implementações de PAC no mercado grossista estão também a ocorrer na Europa (Torriti et al., 2009), China (Wang et al., 2010), bem como noutros lugares (CRA, 2005).

Atualmente pode dizer-se que a PAC ainda não atingiu completamente os níveis previstos, de tal modo que algumas das dificuldades relacionadas com a transição das indústrias tradicionalmente reguladas para um ambiente concorrencial podem ser justificadas pela ausência de uma resposta à procura no mercado de retalho (Faria, 2011).

### **2.3.1. Definição de PAC**

Pode definir-se Participação Ativa dos Consumidores como (USDE, 2006):

“Uma alteração do padrão de consumo elétrico por parte dos consumidores finais em resposta às alterações no preço da eletricidade ao longo de tempo ou ao pagamento de incentivos criados com o intuito de induzir o consumidor a reduzir o seu consumo de energia em situações em que o valor de mercado é elevado, ou em situações em que a fiabilidade do sistema esteja em causa”.

Este conceito pretende incentivar os consumidores finais a reduzirem o consumo de eletricidade durante os períodos de preço elevado. A implementação de programas de PAC deve ser realizada de modo a melhorar o desempenho do mercado, por forma a melhorar a fiabilidade do sistema, reduzir a volatilidade dos preços e aumentar a eficiência económica, reduzindo os preços de energia nas faturas de eletricidade dos consumidores.

Em sistemas tradicionais de energia, a oferta de unidades de geração comprometidas está programada para seguir alterações na procura de consumo. Num período de pico, a carga pode ser muito alta e podem ser necessários mais geradores, significando que os operadores devem aumentar o seu investimento numa maior capacidade de geração, que pode ser necessária apenas durante algumas horas num ano. A PAC é uma solução alternativa para reduzir o pico de cargas, ajustar a procura nos horários de pico e adiar o investimento numa nova capacidade de geração. Além disso, em regiões com uma forte penetração de energias renováveis, os programas de PAC podem provocar alterações da procura para seguir as variações de consumo.

### 2.3.2. Principais Benefícios da PAC

A PAC oferece uma diversidade de benefícios financeiros e operacionais para os consumidores de eletricidade, para as entidades fornecedoras de energia, e para os operadores de rede. O principal benefício consiste numa maior eficiência do sistema elétrico, estabelecendo uma maior aproximação entre os preços de eletricidade e os consumidores finais. Considerando os diversos benefícios relacionados com o aumento da eficiência, podem-se identificar quatro grupos: os consumidores finais, o mercado, a fiabilidade e os benefícios do desempenho do mercado (Albadi et al., 2007). Segue-se uma descrição sucinta de cada um deles.

- **Consumidores finais:** Os benefícios financeiros são essencialmente as poupanças nas suas contas de eletricidade, obtidas através da redução do gasto de energia durante os períodos de pico;
- **Mercado:** Tendo como benefício um potencial decréscimo de preços no mercado grossista, a PAC pode evitar a necessidade de recorrer a energia produzida em centrais elétricas de alto custo (Faria, 2011);
- **Fiabilidade:** Benefício relacionado com a segurança operacional, pois através de um programa bem elaborado, os participantes têm a oportunidade de colaborar na redução do risco de interrupções. Assim, podem ser diminuídas as probabilidades e as consequências das interrupções forçadas de eletricidade, que envolvam custos financeiros e inconveniências para os consumidores (Ilco, 2012);
- **Desempenho do mercado:** Pode ser aumentado, quando a PAC amenizar o poder de mercado, constituído por preços de energia elevados, acima dos custos de produção. Assim, os participantes têm mais opções, mesmo quando a concorrência no retalho não se encontra disponível.

### 2.3.3. Principais Programas de PAC

Com a liberalização do setor da energia e o desenvolvimento de tecnologias de medição inteligente, a resposta à procura baseada no preço tornou-se uma solução alternativa para a melhoria do sistema de energia. Em geral, os programas de PAC permitem aos clientes gerir o consumo de energia elétrica em resposta às condições de fornecimento. Muitos programas possibilitam aos clientes de eletricidade reduzir o seu consumo em horas de pico críticas ou em resposta aos preços de mercado.

Os programas de PAC podem ser divididos em duas principais categorias, nomeadamente programas baseados em incentivos financeiros (IBP<sup>8</sup>) e programas baseados no preço pago pela

---

<sup>8</sup> IBP – Incentive Based Programs

energia (PBP<sup>9</sup>) (Albadi et al., 2007). O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito dos programas baseados no preço da energia (ver capítulo 3).

Os programas de IBP fornecem aos consumidores incentivos fixos ou que variam com o tempo, em adição às suas taxas de eletricidade. Estes incentivos são apresentados aos consumidores, independentemente do plano tarifário onde estejam inseridos, para realizarem uma redução de carga em situações onde o operador de sistema considere que as condições de segurança estejam comprometidas ou o custo da energia seja muito elevado. Nestes programas, os consumidores são remunerados monetariamente pela redução do seu consumo de energia elétrica, nos períodos de tempo solicitados para realizar essa redução. No entanto, alguns destes programas podem penalizar os consumidores que não respeitem os termos contratuais concordados (Ilco, 2012). Existem seis tipos de programas IBP (USDE, 2006; Albadi et al., 2007):

- **Controlo de Carga Direta (CCD)** – programa em que as companhias têm a capacidade de interromper o funcionamento do equipamento dos consumidores (por exemplo, dispositivos de ar-condicionado ou arcas frigoríficas), com aviso próximo do acontecimento. Este programa é particularmente interessante para os consumidores residenciais e pequenos consumidores industriais;
- **Serviço Interruptível (SI)** – este programa baseia-se em opções de interrupção passiva integradas em tarifas de retalho. Os consumidores recebem um incentivo monetário (crédito) ou um desconto para reduzirem a sua carga de energia para valores pré-definidos. Caso os consumidores não cumpram o que for devidamente acordado, podem sofrer penalizações, dependendo dos termos e das condições do programa. Este programa é particularmente importante para os consumidores industriais;
- **Licitação de Procura (LP)** – os consumidores finais propõem uma redução específica com base nos preços de mercado. Caso a proposta seja aceite, o consumidor deve reduzir a sua carga pela quantidade especificada na proposta, podendo ser penalizado em caso de incumprimento. Este tipo de programa é normalmente importante para grandes consumidores;
- **Participação Ativa dos Consumidores de Emergência (PACE)** – neste tipo de programa, os consumidores que participam recebem um incentivo pelas reduções da carga durante condições de emergência;
- **Capacidade de Mercado (CM)** – os consumidores que têm a capacidade de se comprometerem a fornecer reduções de carga pré-especificadas, com antecedência, quando surgirem eventuais contingências no sistema elétrico, podem usufruir deste tipo de programa. Os participantes recebem um aviso prévio dos eventos, sendo que serão penalizados caso não cumpram a redução da carga;
- **Mercado de Serviços Auxiliares (MSA)** – este programa permite aos consumidores propor a interrupção de carga no mercado *spot* como reserva operacional. Quando as propostas são aceites, os participantes podem ser recompensados monetariamente conforme o preço do mercado *spot*, por se comprometerem a ficar em espera, e pagos no caso da interrupção de carga ser necessária.

Nos programas de PBP, os consumidores ajustam o seu nível de consumo em resposta às alterações tarifárias. Estes programas são baseados em preços dinâmicos, onde as tarifas de eletricidade não são constantes. O seu objetivo é nivelar a curva de procura por forma a obter preços

---

<sup>9</sup> PBP – Price Based Programs

mais baixos durante os períodos de pico (USDE, 2006; Albadi et al., 2007). Os PBP incluem cinco programas diferentes:

- **Tempo de Uso (TU)** – representam taxas (ou preços) que diferem por período de tempo. A taxa é maior nos períodos de pico, sendo menor nos períodos fora de pico. A taxa TU básica é composta por dois blocos temporais, nomeadamente período de pico e período fora de pico. Esta taxa tenta refletir o custo médio de eletricidade durante vários períodos;
- **Preço de Pico Crítico (PPC)** – representam taxas que incluem um tempo de uso de energia pré-especificado e são sobrepostas às taxas TU (ou às taxas fixas normais). As taxas PPC são usadas durante as contingências ou quando os preços no mercado grossista são elevados, para um número limitado de dias ou horas por ano;
- **Programas de Preço de Pico Extremo (PPPE)** – são semelhantes às taxas PPC, quanto ao preço elevado da eletricidade, mas diferem pelo facto do preço apenas ser válido durante as 24 horas de um dia extremo. Este preço é normalmente conhecido com um dia de antecedência;
- **Dia Extremo de Preço de Pico Crítico (DE-PPC)** – para as taxas do tipo DE-PPC, as taxas PPC referentes aos períodos de pico e fora de pico são executadas durante os dias extremos;
- **Preços de Tempo Real (PTR)** – os consumidores são cobrados à hora, pelas oscilações dos preços que indicam o custo real da eletricidade no mercado grossista. Os consumidores que aderirem a estes programas recebem informação dos preços com uma hora ou um dia de antecedência.

## 2.4. AGENTES COMPUTACIONAIS AUTÓNOMOS

### 2.4.1. Introdução

Apesar de existirem várias definições diferentes na comunidade científica, é frequente considerar-se a seguinte definição para o termo “agente” (Wooldridge, 2001):

*“Um agente é uma entidade real ou abstrata capaz de agir sobre ela mesma e sobre o ambiente que a rodeia, e que dispõe de uma representação, ainda que parcial, desse ambiente. Num universo multiagente, pode comunicar com outros agentes, resultando o seu comportamento das suas observações, conhecimento, e interações com outros agentes”.*

De uma forma conceptual, a Fig.2.3. representa um agente com capacidade para observar o ambiente através de sensores e atuar sobre esse ambiente usando atuadores (Russel et al., 2003). Um dos problemas importantes relativo ao desenvolvimento de agentes consiste em decidir quais as ações a serem realizadas para satisfazerem os objetivos de projeto.

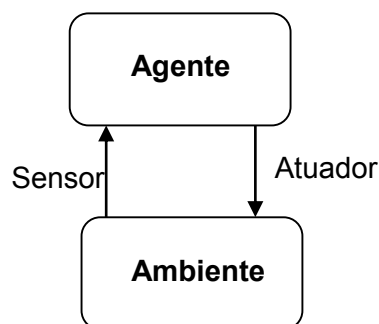


Fig. 2.3 - Agente a atuar sobre um ambiente

É possível distinguir duas noções para o termo agente: uma “fraca” e uma “forte”. A noção “fraca” baseia-se nos seguintes conceitos:

- **Autonomia:** um agente opera sem intervenção direta de humanos ou de outros agentes e tem (algum) controlo sobre as suas ações e sobre o seu estado interno;
- **Reatividade:** um agente tem perceção sobre o seu ambiente e responde de forma impulsiva às mudanças que nele vão ocorrendo;
- **Pró-Atividade:** um agente possui objetivos e atua sobre eles, tendo iniciativa própria;
- **Capacidade Social:** um agente interage com outros agentes e possivelmente com humanos através de uma linguagem de comunicação.

De acordo com a noção “forte”, um agente é um sistema computacional com as propriedades identificadas acima e implementado através de conceitos normalmente utilizados pelos humanos, nomeadamente noções mentais como: conhecimento, crença, intenção e obrigação<sup>10</sup> (Jennings et al., 1998).

Os agentes atuam sobre ambientes que podem ter diferentes características, sendo particularmente importante as seguintes (Russel et al., 2003):

- Acessíveis vs. Inacessíveis;
- Determinísticos vs. Não Determinísticos;
- Episódicos vs. Sequenciais;
- Estáticos vs. Dinâmicos;
- Discretos vs. Contínuos;
- Agentes vs. Multiagentes.

#### 2.4.2. Agentes BDI

Os agentes BDI (*Belief-Desire-Intention*) são agentes baseados nas atitudes mentais de crença, desejo e intenção (Wooldridge et al., 1995). Segue-se uma descrição sucinta de cada uma destas atitudes mentais:

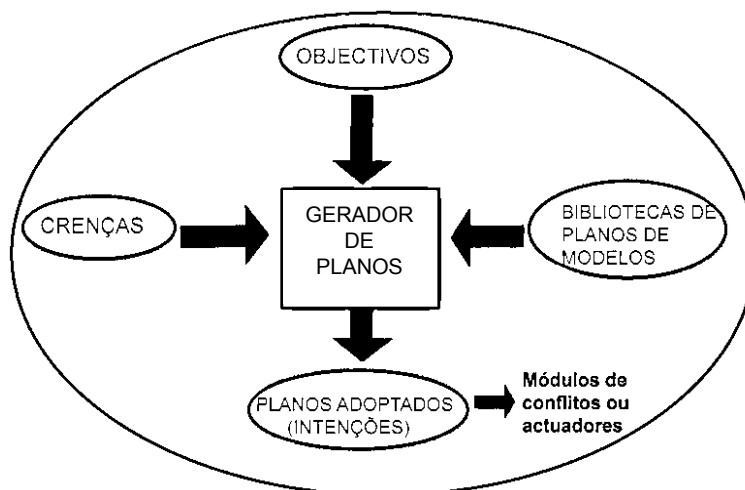
- **Crenças** (*Beliefs*): as crenças de um agente associam-se ao que o agente sabe num determinado momento e descrevem a sua perspetiva do ambiente envolvente; representam informação ou conhecimento;
- **Desejos** (*Desires*): os desejos associam-se ao que o agente tenciona adquirir, não necessitando obrigatoriamente de conhecer a forma como o faz; estão associados aos objetivos do agente;
- **Intenções** (*Intentions*): as intenções associam-se a um conjunto de ações ou tarefas que o agente optou para concretizar os seus objetivos.

Um agente BDI também possui normalmente uma biblioteca de planos pré-definidos, ou seja, um conjunto de procedimentos simples e sequenciais que permitem atingir os seus objetivos.

Estes agentes são bastante populares no seio da comunidade científica. Existem várias razões para o seu sucesso, sendo a principal o facto de se basearem num modelo filosófico de raciocínio humano. Além disso, têm sido aplicados numa diversidade de aplicações com bons resultados (Pechoucek et al., 2008). A Figura 2.4 apresenta a arquitetura típica de um agente BDI.

---

<sup>10</sup> Alguns cientistas vão mais longe e consideram também o agente emocional.



**Fig. 2.4** - Agente baseado em crenças, objetivos, e intenções (BDI)

## 2.5. SIMULADORES MULTIAGENTE DE MERCADOS DE ENERGIA

### 2.5.1. EMCAS

Em 2007, no Centro de Energia, Ambiente e Análises de Sistemas Económicos, no Laboratório Nacional de Argonne, foi desenvolvido o sistema EMCAS (*Electric Market Complex Adaptive System*). Este sistema tem como base a linguagem Java e é um dos simuladores mais populares para mercados de energia elétrica. O EMCAS tem uma arquitetura multinível, onde se incluem (Zhou et al., 2009):

- Um nível de comercialização em mercado em bolsa;
- Um nível de negociação de contratos bilaterais;
- Um nível de transporte de energia elétrica;
- Um nível de regulamentação (responsável pela monitorização das regras aplicadas a cada tipo de mercado).

Este simulador é constituído por agentes computacionais com capacidade de aprendizagem (baseado em algoritmos genéticos), sendo aplicada na tomada de decisões e na adaptação ao meio onde os agentes estão inseridos. Os principais tipos de agentes presentes no simulador são: produtores, consumidores, transporte, distribuição e regulador. Cada agente possui vários objetivos e pode usar uma ou mais estratégias de negociação (North et al., 2002).

Os agentes são semelhante aos do sistema SEPIA (ver secção 2.5.2). No entanto, o EMCAS inclui um operador de sistema (OS) responsável pela operação da rede de transporte de energia, por forma a garantir a sua segurança e fiabilidade. O sistema usa estratégias de mercado de modo a obter uma maior rentabilidade, dando maior ênfase ao mercado em Bolsa.

A simulação de contratos bilaterais é inicializada por um agente consumidor (ou agente representante de vários consumidores), com base nas suas necessidades energéticas. Os agentes produtores analisam a proposta recebida e formulam as suas respostas, onde incluem preços e intervalos horários. O agente inicial recebe as respostas e aceita a oferta que maximiza a sua utilidade<sup>11</sup>, determinada com

<sup>11</sup> Utilidade – função que mede a satisfação relativa de um agente.

base na avaliação das ofertas recebidas e tendo em conta os preços previstos para o mercado (Pereira, 2004).

Em resumo, este simulador é bastante abrangente, quando comparado com outros simuladores, pois permite a simulação em mercados em bolsa e de contratos bilaterais. Além disso, possui agentes que representam diversas entidades chaves que atuam nos mercados de energia elétrica.

### 2.5.2. SEPIA

O sistema SEPIA (*"Simulator for the Electric Power Industry Agents"*) foi desenvolvido pelo Centro de Tecnologia de Honeywell e pela Universidade de Minnesota. Este sistema consiste numa ferramenta específica aplicada em mercados de energia, com o objetivo de analisar o comportamento dos agentes em determinados ambientes. Os principais componentes analisados pelo SEPIA estão relacionados com o transporte de energia e a tomada de decisão de cada tipo de agente (Zhou et al., 2009).

Este simulador permite analisar a simulação de contratos bilaterais, com particular incidência para o estudo da tomada de decisão dos agentes que representam as entidades de produção. O agente de consumo é responsável pela compra de energia face à sua previsão (pela aplicação de um diagrama de carga). Em seguida, este agente envia os seus resultados ao agente de produção, com o intuito de comprar energia através de contratos bilaterais. Assim, o agente de consumo submete a sua proposta a todos os agentes de produção, e estes respondem com o preço a cobrar e com a capacidade de transporte de energia, de forma a efetuar a transação. No caso do agente produtor não pertencer ao mesmo ambiente do agente consumidor, as transações de energia terão de passar pela aprovação do operador de rede (também este definido pelo simulador SEPIA) (Pereira, 2004).

O simulador SEPIA pretende responder a várias problemas referentes aos mercados de energia, tais como (Harp et al., 2000):

- Qual a estratégia de preços a utilizar pela entidade de produção de modo a maximizar a rentabilidade?
- Que comportamento deve seguir a entidade de consumo de modo a minimizar os custos?
- Que melhorias se devem fazer na rede de transporte para o sistema se tornar mais eficiente?
- Que proveito se pode obter sobre os investimentos realizados na pesquisa de processos de armazenamento de energia?

O SEPIA não inclui um operador de sistema<sup>12</sup> que regule e controle o sistema energético. Os agentes possuem uma camada adaptativa, com uma componente de aprendizagem, que tem como base o método *Q-learning*. O SEPIA permite analisar algumas estratégias, nomeadamente na definição de preços alternativos.

---

<sup>12</sup> Em Portugal, o mercado de energia é regulado e controlado pela REN, sem fins lucrativos.



### **2.5.3. Power Web**

Tendo sido desenvolvido na Universidade de Cornell, este sistema permite testar e analisar diferentes tipos de mercados de eletricidade (Pereira, 2004).

No Power Web, os vendedores podem fazer licitações de energia de várias formas distintas:

- Enunciando o preço e a quantidade dos blocos de licitação até perfazer o máximo de produção da unidade;
- Escolhendo uma de cinco estratégias disponíveis:
- Licitar (tudo) a custo zero;
- Licitar (tudo) a custo marginal;
- Subir o preço dos blocos que foram transacionados no dia anterior;
- Descer o preço dos que não foram transacionados;
- Licitar de forma aleatória.

A utilização deste simulador pode ser realizada através de uma aplicação Web, o que potencia a sua utilização em ambientes distribuídos (Zimmerman et al., 1999). Por outro lado, a utilização de agentes é simples e limitada, sendo considerada apenas para modelar diferentes tipos de ofertas para venda no mercado.



## **Modelo de Contratação Bilateral com Gestão de Preços e Volumes de Energia**

Este capítulo descreve o processo de negociação entre dois agentes, um retalhista e um consumidor final de energia elétrica. O capítulo começa com a descrição sucinta do modelo de negociação bilateral que serviu de base ao trabalho. Posteriormente, descrevem-se aspetos importantes relativos às preferências dos negociadores, sendo de realçar os modelos aditivo e multiplicativo. Por fim, apresentam-se várias estratégias para a comercialização bilateral de energia com gestão de preços e volumes de energia, sendo uma das estratégias desenvolvida pela primeira vez no âmbito do presente trabalho.

### 3.1.NEGOCIAÇÃO BILATERAL

Esta secção descreve, de forma sucinta vários aspetos do modelo de negociação bilateral desenvolvido por Lopes et al. (2002; 2008; 2010) e descritos extensamente em Lopes (2004).

Considera-se que o processo negocial envolve várias fases ou estados, sendo de realçar os seguintes:

- Fase inicial ou de pré-negociação: envolve basicamente as principais tarefas inerentes ao planeamento e preparação da negociação;
- Fase principal, de resolução de problemas, ou de negociação (atual): fase chave da negociação, tipicamente caracterizada por uma troca iterativa de propostas e contrapropostas;
- Fase final ou de acordo: envolve essencialmente a implementação de um acordo final.

As fases mais relevantes para o presente trabalho são a pré-negociação e a resolução de problemas, sendo de realçar o protocolo de negociação, que define a estrutura do processo negocial, e as estratégias de negociação.

#### **3.1.1. Itens, Agenda e Limites**

A pré-negociação é o primeiro passo do processo global de negociação, composto normalmente pelas seguintes tarefas:

- Definição dos itens a negociar e criação de uma agenda negocial;
- Definição dos limites para cada item em jogo;
- Seleção de um protocolo de interação, bem como definição das preferências dos negociadores;
- Seleção de uma estratégia de negociação.

A agenda negocial, ou seja, o conjunto de itens em discussão, deve ser acordada entre todas as partes. Para este fim, cada agente submete a sua própria proposta sobre o conjunto de itens a discutir durante a negociação.

A agenda é, portanto, o resultado de um processo de interação. O iniciador apresenta uma proposta e o agente adversário envia uma contraproposta. Se o agente iniciador aceitar a contraproposta, ou se ambas as propostas conterem os mesmos itens, chega-se a um acordo e a agenda fica definida.

Os agentes devem atribuir limites para cada item na agenda. Um limite é uma posição de decisão final, ou seja, indica um nível de benefício para além do qual um agente não pretende qualquer acordo. O prazo ou meta negocial deve também ser acordado por ambos os lados antes do início da negociação. As prioridades dos itens indicam a sua importância. Neste trabalho, as prioridades são indiretamente atribuídas através dos volumes e dos preços de energia, ou seja, os volumes e os preços de energia mais elevados representam uma importância maior. Os itens de negociação têm, normalmente, importâncias distintas.

As secções seguintes descrevem, com algum detalhe, o protocolo de negociação, as preferências dos negociadores, e várias estratégias de negociação.

### 3.1.2. Protocolo de Ofertas Alternadas

Um protocolo é um conjunto de regras que definem como o processo de negociação pode evoluir, especificando quais as ações permitidas por cada agente e quando são permitidas. De forma mais explícita, um protocolo define os estados da negociação, as ações válidas em cada estado, e as ocorrências que provocam a alteração de um estado para outro.

As partes devem concordar com um protocolo de negociação adequado, sendo normalmente considerado o protocolo de ofertas alternadas. Segue-se a descrição sucinta deste protocolo.

Sejam  $ag_i$  e  $ag_j$  dois agentes, cada um representando uma parte negocial. Cada agente pode iniciar o processo de negociação, enviando a primeira proposta. Seja  $ag_i$  o agente a submeter a proposta inicial e  $T = \{t_0; t_1; t_2; \dots, t_n\}$  o conjunto de períodos de tempo,  $n \in \mathbb{N}$ . Cada proposta enviada pelo agente  $ag_i$  corresponde a períodos de tempo  $t$  pares. Deste modo, todas as propostas enviadas pelo agente  $ag_j$  corresponderão a períodos de tempo  $t$  ímpares.

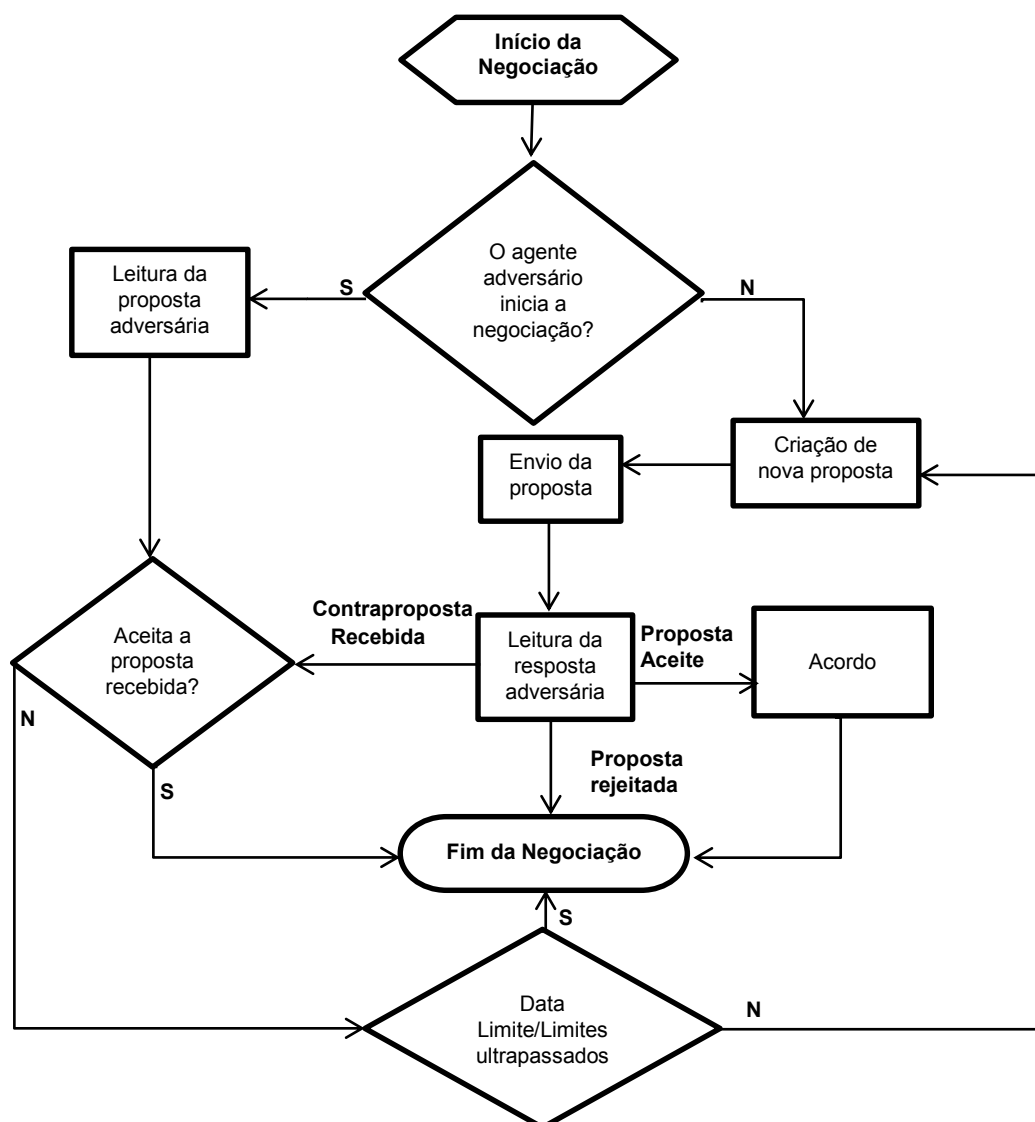


Fig. 3.1 - Diagrama de blocos do processo de negociação (Lopes, 2012)

A primeira proposta,  $prop^{t0}_{ij}$ , é enviada pelo agente  $ag_i$  para o agente  $ag_j$ . A seguir, o agente  $ag_j$  recebe a proposta  $prop^{t0}_{ij}$  e pode:

- Aceitar a proposta;
- Rejeitar a proposta e informar sobre o fim da negociação;
- Rejeitar a proposta e enviar uma contraproposta  $prop^{t1}_{ji}$ .

Se o agente  $ag_i$  receber do agente  $ag_j$ :

- A aceitação da proposta  $prop^{t0}_{ij}$ , a negociação acaba com o agente  $ag_i$  a informar o agente  $ag_j$  do acordo final;
- A rejeição da proposta, indicando o fim da negociação, então a negociação termina;
- A contraproposta  $prop^{t1}_{ji}$ , então o agente  $ag_i$  tem as mesmas opções descritas anteriormente para o agente  $ag_j$ , ou seja, pode aceitar a proposta  $prop^{t1}_{ji}$ , pode rejeitar a proposta  $prop^{t1}_{ji}$  e acabar a negociação, ou rejeitar a proposta  $prop^{t1}_{ji}$  e enviar uma contraproposta  $prop^{t2}_{ij}$ .

Este processo repete-se até uma proposta ser aceite por ambos os agentes (ou seja, a negociação acaba com um acordo), ou a data limite ser excedida (a negociação acaba sem acordo). A figura 3.1 ilustra o processo negocial através de um diagrama de blocos e a figura 3.2 representa esse processo (de ofertas alternadas) através da notação FIPA.

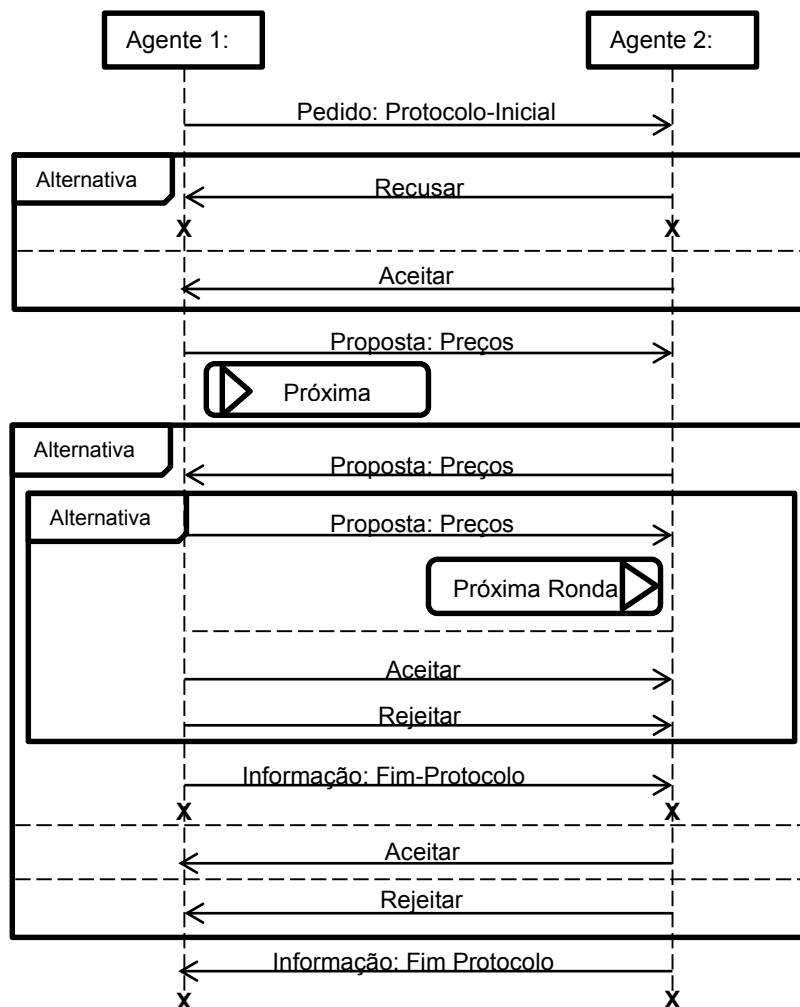


Fig. 3.2- Protocolo de negociação usando a notação FIPA (Lopes, 2012)

### 3.2. PREFERÊNCIAS DOS NEGOCIADORES

Esta secção descreve a modelação das preferências dos negociadores. Realça-se a descrição do modelo multiplicativo. Como referido no cap. 1, o presente trabalho estendeu o trabalho desenvolvido por Ilco (2012), em particular o simulador multiagente, com a implementação do modelo multiplicativo.

A análise de decisão envolve, em geral, quatro etapas distintas (Junior et al., 2003):

- **Reconhecimento de necessidades** – avaliação da existência do problema a solucionar;
- **Formulação do problema** - identificação dos objetivos e atributos a utilizar no processo decisivo, bem como dos eventuais grupos de interesse;
- **Elaboração de um modelo analítico do problema** – construção de uma representação, em geral matemática, que será empregue ao longo da análise do processo, estimando os parâmetros de acordo com a influência de cada um sobre o problema;
- **Análise do problema** – análise das alternativas em relação aos critérios de acordo com o ambiente e estado da natureza presentes no processo.

Como resultado da solução obtida, pode ser necessário fazer-se a reavaliação do processo, devendo então retornar-se às etapas precedentes. Em seguida, dá-se início à implementação, procurando adaptar-se à realidade um caminho de ação mais adequado.

O elemento central da análise de decisão é o *Multi-Criteria Decision Analysis* (MCDA). Utiliza informações sobre o problema, tendo como característica principal a análise de várias alternativas ou ações sob vários pontos de vista ou critérios. De modo a analisar o problema, os agentes devem comparar entre si as alternativas presentes no processo de decisão. Desta forma, usando o MCDA, a clarificação do problema e a tentativa de fornecer respostas para as questões impostas num processo decisivo deve ser feita através de modelos bem definidos.

À medida que a complexidade dos problemas vai aumentando, a análise sob o ponto de vista de um único critério de julgamento das alternativas ou, “análise mono - critério”, deixa de ter valor prático expressivo, e por conseguinte faz-se uma abordagem envolvendo vários pontos de vista, que constitui o MCDA.

#### 3.2.1. Fundamentos da Função de Utilidade

Uma linha de trabalho do MCDA discreto é a teoria da utilidade multiatributo (MAUT), usada para determinar a importância atribuída a um critério em relação a outro, num contexto de um problema. Deste modo, um determinado critério, pouco importante em relação a outros, terá um peso atribuído menor, em comparação com os pesos atribuídos aos demais critérios. Esta importância relativa de cada critério está relacionado com o conceito de *trade-off*, ou seja, “taxa de substituição”. Um agente depara-se tipicamente com o problema de identificação da taxa de substituição de um critério em relação a outro, principalmente em situações de análise de decisão.

Designa-se por “*a*” uma alternativa viável e por “*A*” o conjunto de todas as alternativas viáveis. Para cada ação “*a*” em “*A*” associa-se “*n*” índices de valor  $X_1(a)$ ,  $X_2(a)$ ,  $X_3(a)$ , ...,  $X_n(a)$ . Os “*X*” são designados de critérios ou atributos. Realça-se que não se devem fazer comparações diretas dos valores de  $x_i$  com  $x_j$ , porque  $i \neq j$ . Os critérios  $X_i$  e  $X_j$  representam, na verdade, consequências diferentes no julgamento de uma alternativa e são normalmente medidos em unidades diferentes (Junior et al., 2003).

A indexação das combinações  $X1(a), X2(a), X3(a), \dots, Xn(a)$  através de um indexador de escala de preferência ou valor implica a especificação de uma função de valor escalar “ $u$ ”, definida no espaço das consequências. Essa função “ $u$ ” denomina-se de “Função Utilidade”.

Portanto, dado “ $u$ ”, o problema do decisor consiste em escolher um “ $a$ ” em “ $A$ ” tal que “ $u$ ” seja maximizado. A função “ $u$ ” serve para comparar vários níveis de diferentes atributos. De acordo com Junior et al. (2003), pode-se afirmar que os atributos  $X1, X2, \dots, Xn$  são mutuamente independentes, se todo o subconjunto  $Y$  desses atributos for preferencialmente independente do seu conjunto complementar.

Tendo por objetivo obter uma função de utilidade “ $u$ ”, a abordagem utilizada consiste em subdividir a avaliação de “ $u$ ” em partes, trabalhar sobre essas partes, e integrá-las. Como exemplo simples, podemos encontrar a função:

$$u(x1, x2) = k1 * u1(x1) + k2 * u2(x2) + k3 * u1(x1) * u2(x2), \quad (1)$$

onde “ $u_i$ ” são funções de utilidade de (atributo único), e “ $k_i$ ” são constantes.

Em termos gerais, dado os atributos  $X1, \dots, Xn, n \geq 2$ , uma função de utilidade multilinear da forma:

$$u(x1, \dots, xn) = \sum_{i=1}^n k_i * u_i(x_i) + \sum_{i=1}^n \sum_{j>i}^n k_{ij} * u_i(x_i) * u_j(x_j) + \sum_{i=1}^n \sum_{j>i}^n \sum_{h>j}^n k_{ijh} * u_i(x_i) * u_j(x_j) * u_h(x_h) + \dots + k_{1-n} * u_1(x1) \dots u_n(xn) \quad (2)$$

existe, se e somente se  $X_i, i = 1, \dots, n$ , for preferencialmente independente dos outros atributos. Pode-se encontrar a demonstração de (2) em Keeney (1976).

### 3.2.2. Modelo Aditivo

A existência de uma função de utilidade (ou de valor) aditiva implica que os atributos sejam mutuamente independentes. Esta função é uma das mais simples que podem ser construídas e, por isso, das mais utilizada (Goodwin, 2004).

O modelo aditivo envolve a soma dos produtos dos valores atribuídos a cada alternativa (pelos critérios) tendo em conta os pesos. Tem-se, assim, a seguinte função:

$$u(x1, \dots, xn) = \sum_{i=1}^n k_i * u_i(x_i) \quad (3)$$

onde  $u_i, i = 1, \dots, n$ , são usualmente normalizadas e a soma dos  $k_i$ , todos positivos, é igual 1. As constantes  $k_i$  representam a importância atribuída a cada critério, no contexto do problema de decisão. Observe-se que (3) é um caso especial de (2). Pode se encontrar a demonstração do modelo aditivo em Fishburn (1965).



### 3.2.3. Modelo Multiplicativo

O modelo multiplicativo é também um caso especial da função de utilidade multilinear (2). Para tal, usa-se um número de fatores de escala específico, como  $N+1$ , em contraste com (2), que usa  $2^N-1$ .

Em termos sucintos, avaliam-se os “ $u_i$ ” numa escala de zero a um e determinam-se as constantes “ $k_i$ ”, para especificar “ $u$ ”. Considera-se uma constante adicional “ $k$ ” calculada a partir dos “ $k_i$ ”,  $i = 1, \dots, n$ . Se  $\sum k_i = 1$ , então  $k = 0$ , logo (2) reduz-se à função de utilidade aditiva. Se  $\sum k_i \neq 1$ , então  $k \neq 0$ , logo multiplicando cada lado de (2) por  $k$  e efetuando simplificações, obtêm-se:

$$k * u(x_1, \dots, x_n) + 1 = \prod_{i=1}^n [k * k_i * u_i(x_i) + 1] \quad (4)$$

referida como função de utilidade multiplicativa. Pode-se encontrar a demonstração do modelo multiplicativo em Pollak (1967), Meyer (1970) ou Keeney (1974).

### 3.2.4. Avaliação de Propostas de Negociação:

O presente trabalho envolve a negociação de contratos bilaterais. Considera-se que cada agente possui uma função de utilidade “ $u$ ” que retorna um valor entre 0 e 1, traduzindo a importância de cada proposta de negociação. A avaliação de duas ou mais propostas de negociação tem como objetivo decidir sobre a aceitação ou rejeição de uma dada proposta.

Em particular, considere-se um dado período  $t$  da negociação. Neste período, um dos agentes,  $ag_i$ , envia uma proposta ao outro agente,  $ag_j$ . O agente  $ag_i$  tem de decidir se aceita a proposta ou se prepara uma contraproposta (ou até se deseja abandonar a negociação). Para o efeito, o agente recorre à função de utilidade.

Se a utilidade da proposta recebida for maior do que a utilidade da proposta que o agente pretende enviar neste ponto da negociação, então a oferta é aceite. Senão, é submetida uma contraproposta. Se a deadline pré-estabelecida ( $t_{max}$ ) segundo a qual a negociação deverá acabar, tiver sido atingida, então a proposta também é rejeitada.

## 3.3. ESTRATÉGIAS DE NEGOCIAÇÃO DE PREÇOS E VOLUMES

Hoje em dia, o mercado de eletricidade é considerado como um mercado competitivo, sendo importante criar estratégias para que a negociação seja o mais benéfica possível, evitando custos excessivos. Uma estratégia pode ser definida como “um conjunto de ações que definem o comportamento possível de um agente em cada situação que possa surgir durante a negociação” (Giunta et al., 2006).

Um problema que não será abordado nesta dissertação, mas que pode ser considerado importante, é a procura de estratégias em equilíbrio. Uma área que estuda este tema é a Teoria dos Jogos. No entanto neste trabalho adota-se a abordagem “Heurística”, que utiliza o custo associado à computação, tendo como objetivo obter, não a melhor, mas uma solução razoável.

As principais vantagens dos modelos heurísticos são (Ilco, 2012):

- Basearem-se em pré-requisitos realistas, criando uma estrutura mais adaptada à automatização e permitindo a sua aplicabilidade a um número maior de domínios;
- Permitir o desenvolvimento de arquiteturas de agentes, por parte de quem não está familiarizado com a Teoria de Jogos, usando modelos de racionalidade alternativos e, normalmente, com menor restrições.

### **3.3.1. Estratégias “Gestão de Preço” e “Gestão de Volume”**

Esta secção descreve, de forma sucinta, as estratégias de negociação desenvolvidas por Ilco (2012). Considera-se que o agente retalhista tem como objetivo negociar um determinado conjunto de preços de energia que lhe tragam o máximo benefício, ou seja, através de uma procura exaustiva das diferentes propostas, tendo em conta as várias soluções possíveis, encontrar os preços para os quais o benefício é máximo.

De forma análoga, o agente comprador tem como objetivo negociar um determinado conjunto de volumes de energia que minimizem o custo, ou seja, através de uma procura exaustiva das diferentes propostas, tendo em conta as várias soluções possíveis, encontrar os volumes para os quais o custo é mínimo. Neste caso, são procuradas todas as soluções cuja soma de volumes se mantém igual à soma dos volumes da proposta inicial, ou num intervalo de valores próximos à soma de volumes da proposta inicial;

As estratégias baseadas no volume e preço da energia, como o nome indica, consideram o volume associado a cada tarifa como sendo o fator predominante na evolução dos preços ao longo da negociação. O programa de PAC escolhido foi o de TU (tempo de uso), ou seja, o consumidor transfere alguma da carga de períodos críticos para outros períodos, controlando assim o tempo de utilização da energia elétrica.

“A PAC pode ser realizada através de uma taxa de eletricidade de retalho incluída na fatura de eletricidade, que reflete a variação de custos, ou através de um programa específico, visto como uma tentativa de induzir os consumidores finais a alterarem os seus perfis de consumo, e que fornece um incentivo para reduzir a carga de energia em momentos críticos. Neste caso, o incentivo não está relacionado com o preço normal pago pela energia elétrica (por exemplo, um valor complementar), e pode envolver pagamentos por reduções de carga de energia, penalidades pela não redução de carga ou ambos” (USDE, 2006; Ilco, 2012).

Realça-se que, nesta secção, se considera um programa baseado no preço pago pela energia, ou PBP (ver secção 2.3.3).

#### **Estratégia do Agente Retalhista: “Gestão de Preço”**

A estratégia do agente retalhista, denominada por “Gestão de Preço”, tem como objetivo maximizar o benefício deste agente. A gestão de preços é realizada com base na oferta de energia por parte do consumidor final, ou seja, com base nos volumes de energia. A estratégia tem por base um problema de otimização, que envolve a maximização de uma função que inclui os preços de energia propostos pelo agente retalhista ou vendedor,  $Agv$ , os volume de energia propostos pelo agente consumidor ou comprador,  $Agc$ , e o custo de produção.

A formulação matemática do problema de otimização é dada por (5), (6) e (7).

$$\max Beneficio_{[P_i]} = \sum_{i=1}^n (P_i^v - C_i) * V_i^c \quad (5)$$

sujeito a:

$$P_i^v \geq C_i \quad (6)$$

O custo de produção é dado pela seguinte expressão:

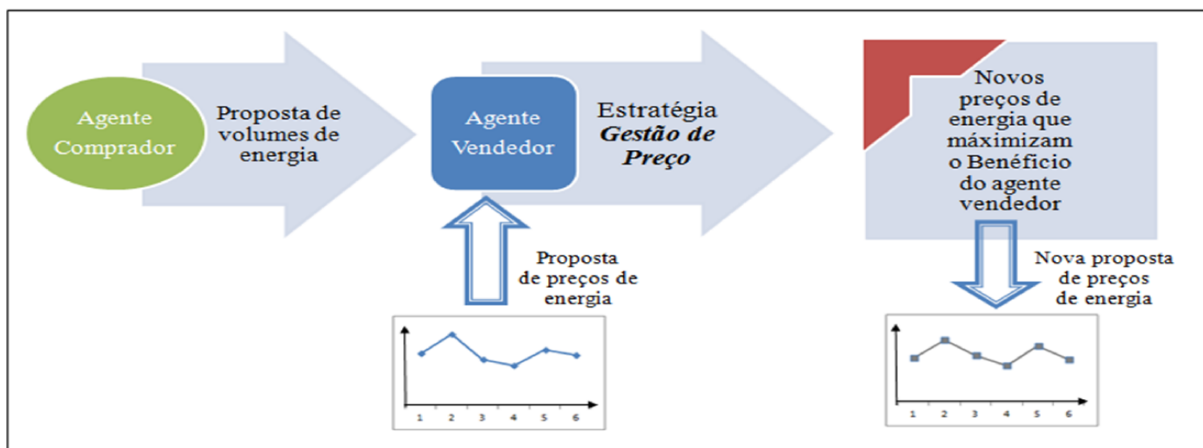
$$C_i = P_{i_{min}}^v \quad (7)$$

O significado das variáveis das expressões (5), (6) e (7) é o seguinte:

- i) *Beneficio* - Representa o benefício do agente *Agv*;
- ii)  $P_i^v$  - Representa o preço do agente *Agv*, para o período *i*;
- iii)  $V_i^c$  - Representa o volume do agente *Agc*, para o período *i*;
- iv)  $C_i$  - Representa o custo da produção, para o período *i*;
- v)  $P_{i_{min}}^v$  - Representa o preço mínimo do agente *Agv*, para o período *i*.

A restrição expressa por (6) tem como objetivo garantir que o custo de produção dado pela equação (7) não ultrapasse os preços de energia do agente *Agv*.

O agente *Agv* aceita as propostas de volumes de energia indicadas pelo agente *Agc*, tentando através da estratégia de "Gestão de Preço" efetuar a gestão dos seus preços de energia. A formulação das propostas do agente *Agv* é pois realizada recorrendo-se à estratégia de "Gestão de Preço". Esta estratégia é implementada com base num algoritmo que procura encontrar todos os conjuntos de preços que maximizam o benefício de *Agv*. O algoritmo envolve uma lista que engloba todas as combinações possíveis de preços compreendidas num intervalo de procura de benefícios e num intervalo de procura de preços. A Figura 3.3 apresenta um esquema simplificado da aplicação da estratégia.



**Fig. 3.3** - Esquema simplificado da aplicação da estratégia "Gestão de Preço".

O intervalo de procura do benefício inclui todos os valores contidos no seguinte conjunto (valores positivos):

$$|\{\beta_{atual}^v - \delta_{inicial}, \dots, (\beta_{atual}^v - \delta_{inicial}) - \delta_{final}\}|$$

onde:

$$\beta_{atual}^v = \sum_{i=1}^n (P_{i_{tn}}^v - P_{i_{min}}^v) * V_{i_{tn}}^c \quad (8)$$

sendo:

- i)  $\beta_{atual}^v$  – O benefício atual do agente  $Ag_v$ ;
- ii)  $\delta_{inicial}$  – O parâmetro inicial de procura do benefício;
- iii)  $\delta_{final}$  – O parâmetro final de procura do benefício;
- iv)  $P_{i_{tn}}^v$  – Proposta de preço do agente  $Ag_c$ , no período  $i$ , no instante  $t_n$ ;
- v)  $P_{i_{min}}^v$  – Preço mínimo do agente  $Ag_c$ , para o período  $i$ ;
- vi)  $V_{i_{tn}}^c$  – Proposta de volume do agente  $Ag_c$ , no período  $i$ , no instante  $t_n$ .

Caso não seja encontrada nenhuma combinação de preços para os quais o valor do benefício esteja compreendido no referido intervalo, a procura é aumentada de  $2\delta_{final}$ , e assim sucessivamente. A escolha dos valores para os parâmetros  $\delta_{inicial}$  e  $\delta_{final}$  foi realizada tendo em conta o tempo de execução em computador.

O intervalo de procura de preços inclui todas as combinações de preços compreendidas entre o preço mínimo ( $P_{i_{min}}^v$ ) e máximo ( $P_{i_{max}}^v$ ) do agente  $Ag_v$ , sendo o preço incrementado por um parâmetro  $\Delta_p$ , do seguinte modo:

$$\{P_{i_{min}}^v, P_{i_{min}}^v + \Delta_p, P_{i_{min}}^v + 2\Delta_p, P_{i_{min}}^v + 3\Delta_p, \dots, P_{i_{max}}^v\}$$

sendo  $\Delta_p$  o parâmetro de procura do preço.

Neste caso, quanto menor for  $\Delta_p$ , mais combinações de preços podem ser encontradas. No entanto, a procura torna-se mais exaustiva, aumentando o tempo de execução. Assim, o valor atribuído a  $\Delta_p$  foi determinado tendo em conta o rácio entre o tempo de execução e a quantidade dos resultados obtidos.

Por forma a encontrar a proposta com o conjunto de preços que maximiza o benefício de  $Ag_v$ , os critérios escolhido por Ilco (2012) foram os seguintes:

- Critério do benefício máximo;
- Critério da distância vetorial.

O critério do benefício máximo verifica e calcula o benefício de todas as combinações de preços, incluídas nos intervalos referidos acima, através da seguinte expressão:

$$\beta_{possivel}^v = \sum_{i=1}^n ((P_{i_{tn+1}}^v)_{possivel} - P_{i_{min}}^v) * V_{i_{tn+1}}^c \quad (9)$$

sendo:

- i)  $\beta_{possivel}^v$  – O benefício possível do agente  $Ag_v$ ;
- ii)  $(P_{i_{tn+1}}^v)_{possivel}$  – O preço possível a enviar pelo agente  $Ag_v$ , para o período  $i$ , no instante  $t_{n+1}$ ;
- iii)  $V_{i_{tn+1}}^c$  – O volume recebido do agente  $Ag_c$  para o período  $i$ , no instante  $t_{n+1}$ ;
- iv)  $P_{i_{min}}^v$  – Preço mínimo do agente  $Ag_c$ , para o período  $i$ .

Assim, de entre todos os valores possíveis obtidos através da expressão (9), é escolhido o mais elevado, sendo o respetivo conjunto de preços incluído na proposta a enviar.

Em relação ao critério da distância vetorial, este calcula e verifica qual a combinação de preços que está mais próxima dos preços da proposta anterior, recorrendo à conhecida fórmula da distância vetorial:

$$d_p = \sqrt{\left((P_{i_{tn+1}}^v)_{possivel} - P_{i_{tn}}^v\right)^2} \quad (10)$$

sendo  $d_p$  a distância entre os preços.

Desta forma, de entre todas as combinações possíveis de preços, encolhe-se o conjunto cuja distância (obtido pela expressão (10)) seja menor, sendo que para este conjunto o valor do benefício é máximo. O conjunto de preços encontrado é incluído na proposta a enviar.

### Estratégia do Consumidor: “Gestão de Volume”

A estratégia do consumidor denomina-se “Gestão de Volume” e foi desenvolvida para permitir aos consumidores finais uma participação mais ativa no MEE. Esta estratégia tem como objetivo minimizar o custo de energia, através de ações de PAC, de modo a que os consumidores possam fazer a gestão do seu consumo em função dos preços elevados, nos diferentes períodos do dia.

Esta estratégia consiste em determinar preços e volumes de energia para o consumidor final. Os volumes de energia são determinados com recurso a um problema de otimização, permitindo ao consumidor transferir quantidades de energia para os períodos em que o preço proposto pelo retalhista seja menor.

O problema de otimização tem como objetivo minimizar a função custo do agente  $Agc$ , tendo em conta os preços propostos pelo agente  $Agv$ , e os volumes de energia do agente  $Agc$ . A formulação matemática do problema de otimização é dada por (11), (12) e (13).

$$\min Cust_{o[V_i]} = \sum_{i=1}^n P_i^v * V_i^c \quad (11)$$

sujeito a:

$$V_{i_{min}}^c \leq V_i^c \leq V_{i_{max}}^c \quad (12)$$

$$\sum_{i=1}^n V_i^c = V_{tot}^c \quad (13)$$

O significado das variáveis das expressões (11), (12) e (13) é o seguinte:

- i)  $Custo$  - representa o custo do agente  $Agc$ ;
- ii)  $P_i^v$  - Representa o preço do agente  $Agv$ , para o período  $i$ ;
- iii)  $V_i^c$  - Representa o volume do agente  $Agc$ , para o período  $i$ ;
- iv)  $V_{i_{min}}^c$  - Representa o volume mínimo do agente  $Agc$ , para o período  $i$ ;
- v)  $V_{i_{max}}^c$  - Representa o volume máximo do agente  $Agc$ , para o período  $i$ ;
- vi)  $V_{total}^c$  - Representa o volume total do agente  $Agc$ .

A restrição expressa por (12) garante que os volumes de energia do consumidor final estejam compreendidos entre os valores de volumes mínimos e máximos de energia do agente  $Agc$ . A restrição (13), por sua vez, garante que a quantidade de energia dada pela soma dos volumes de energia do

agente *Agc* se mantenha igual, ou num intervalo próximo, à soma inicial, durante a negociação. No entanto, a implementação da estratégia no simulador teve em conta uma margem mínima e máxima para a variação da quantidade total de energia.

Para além dos volumes de energia, o consumidor final negocia preços de energia. Os preços são obtidos através da seguinte fórmula:

$$P_{i_{novo}}^c = P_{i_{anterior}}^c + k * P_{i_{anterior}}^c \quad (14)$$

sendo:

- i)  $P_{i_{novo}}^c$  – O preço da nova proposta do agente *Agc* para o período *i*;
- ii)  $P_{i_{anterior}}^c$  – O preço da proposta anterior do agente *Agc* para o período *i*;
- iii)  $k$  – Uma constante entre 0 e 1.

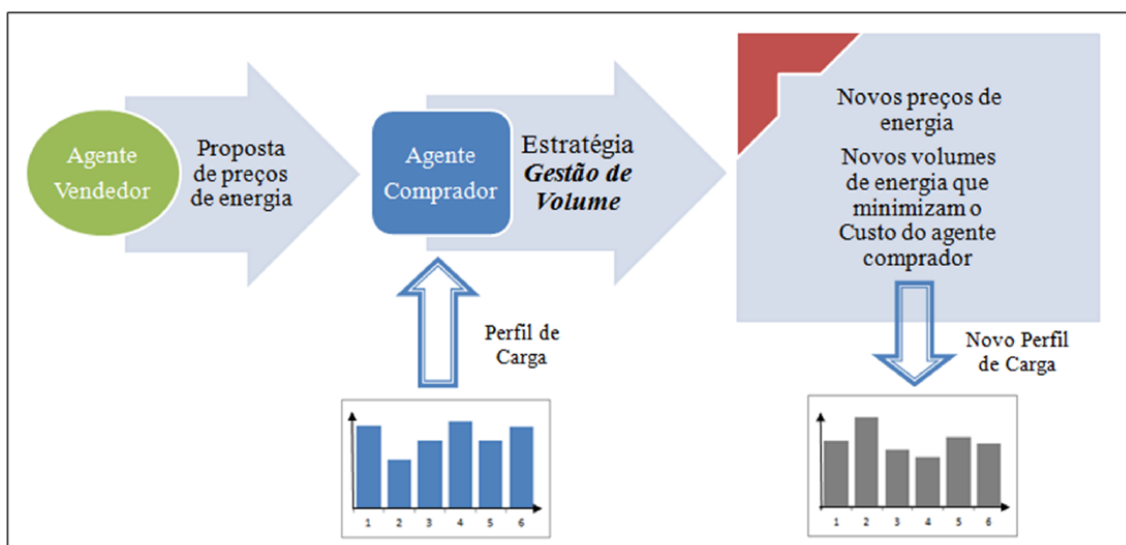
O agente *Agc* recebe as propostas de preços de energia do agente *Agv*, tentando efetuar a gestão dos seus volumes de energia (conforme a proposta de preços do opositor), bem como determinar os novos preços de energia. A Figura 3.4 apresenta um esquema simplificado da aplicação da estratégia. O algoritmo desenvolvido para a estratégia procura encontrar todos os conjuntos de volumes que minimizam o seu custo. É de salientar, que o agente *Agc* ajusta os volumes da proposta a enviar conforme a oferta de preços recebida de *Agc*.

O algoritmo envolve uma lista que engloba todas as combinações possíveis de volumes, cuja quantidade total de energia (dada pela soma dos volumes) se mantém igual ou num intervalo próximo à quantidade de energia inicial, satisfazendo a restrição dada pela expressão (13), do problema de otimização. Foram consideradas margens mínimas e máxima para a quantidade total de energia. Desta forma, a soma total dos volumes está compreendida no seguinte intervalo:

$$\sum_{i=1}^n V_i^c - \delta_m \leq \sum_{i=1}^n V_i^c \leq \sum_{i=1}^n V_i^c + \delta_m \quad (15)$$

sendo:

- i)  $V_i^c$  – O volume do agente *Agc*, para o período *i*;
- ii)  $\delta_m$  – O valor da margem mínima e máxima, para a quantidade total de energia.



**Fig. 3.4** - Esquema simplificado da aplicação da estratégia de "Gestão de Volume".

Todas as combinações de volumes estão compreendidas entre os limites mínimos ( $V_{i_{min}}^c$ ) e máximos ( $V_{i_{max}}^c$ ) de volume do agente  $Agc$ , por forma a satisfazerem a restrição expressa em (13). Os volumes são incrementados por um parâmetro  $\Delta_v$ , do seguinte modo:

$$\{V_{i_{min}}^v, V_{i_{min}}^v + \Delta_v, V_{i_{min}}^v + 2\Delta_v, V_{i_{min}}^v + 3\Delta_v, \dots, V_{i_{max}}^v\}$$

sendo  $\Delta_v$  o parâmetro de procura do volume. Quanto menor for  $\Delta_v$ , mais combinações de volumes podem ser encontradas. No entanto, a procura torna-se mais exaustiva, e por conseguinte aumenta o tempo de execução. Desta forma, o valor atribuído a  $\Delta_v$  foi escolhido tendo em conta o rácio entre o tempo de execução e a qualidade dos resultados obtidos.

A solução ótima, que define o conjunto de volumes para o qual o custo é mínimo, é escolhida segundo o critério do custo mínimo. Este critério calcula e verifica, entre todas as combinações possíveis de volumes da lista de procura, qual o conjunto de volumes que minimiza o custo do agente  $Agc$ :

$$C_{possivel}^c = \sum_{i=1}^n (V_{i_{tn+1}}^c)_{possivel} * P_{i_{tn+1}}^c \quad (16)$$

sendo:

- i)  $C_{possivel}^c$  – O custo possível do agente  $Agc$ ;
- ii)  $(V_{i_{tn+1}}^c)_{possivel}$  – O volume possível a enviar do agente  $Agc$ , para o período  $i$ , no instante  $t_{n+1}$ ;
- iii)  $P_{i_{tn+1}}^c$  – O preço recebido do agente  $Agc$ , para o período  $i$ , no instante  $t_{n+1}$ .

Assim, de entre todos os valores possíveis obtidos através da expressão (10), escolhe-se o valor mínimo do custo, sendo o respetivo conjunto de volumes incluído na proposta a enviar.

A determinação dos novos preços ( $P_{i_{tn+1}}^c$ ) do agente  $Agc$  é efetuada através da expressão (14), sendo o preço ( $P_{i_{tn}}^c$ ) incrementado de uma percentagem, por exemplo  $k=7\%$ .

### 3.3.2. Critérios para a Gestão de Volume

A utilização da estratégia “Gestão de Volume” pressupõe, por parte do consumidor, um comportamento que envolve uma transferência de energia dos períodos de preço mais elevados para os períodos de preços menores. Deste modo, uma questão pertinente consiste na seguinte:

“Como determinar os períodos que devem sofrer uma redução de volume, tendo em conta que o número total de períodos pode variar, no limite, entre 1 e 24?”

Para ajudar a responder a esta questão desenvolveram-se os seguintes critérios:

- Média de volumes;
- Média de volumes PAC.

Segue-se uma descrição sucinta de cada um destes critérios.

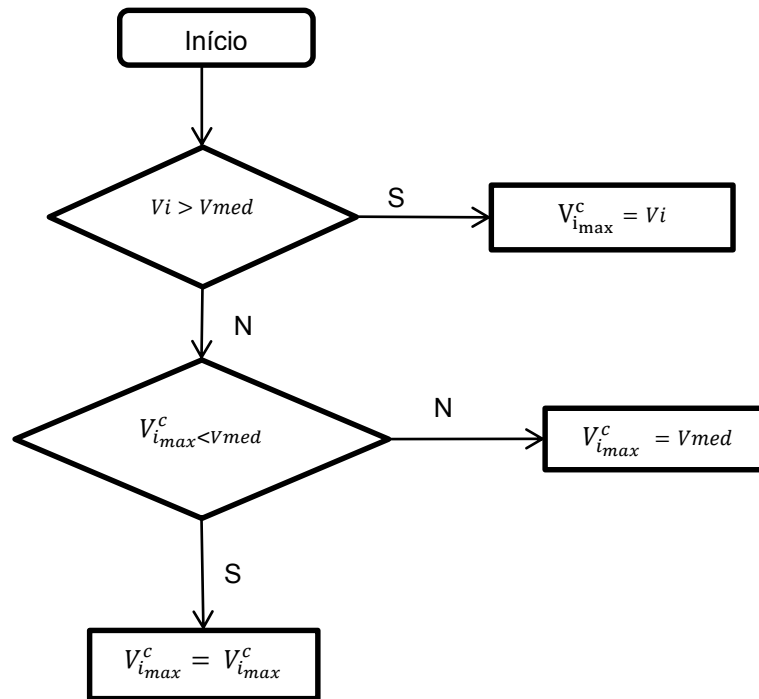


Fig. 3.5 – Fluxograma que ilustra o critério de média de volumes

#### Critério de Média de Volumes:

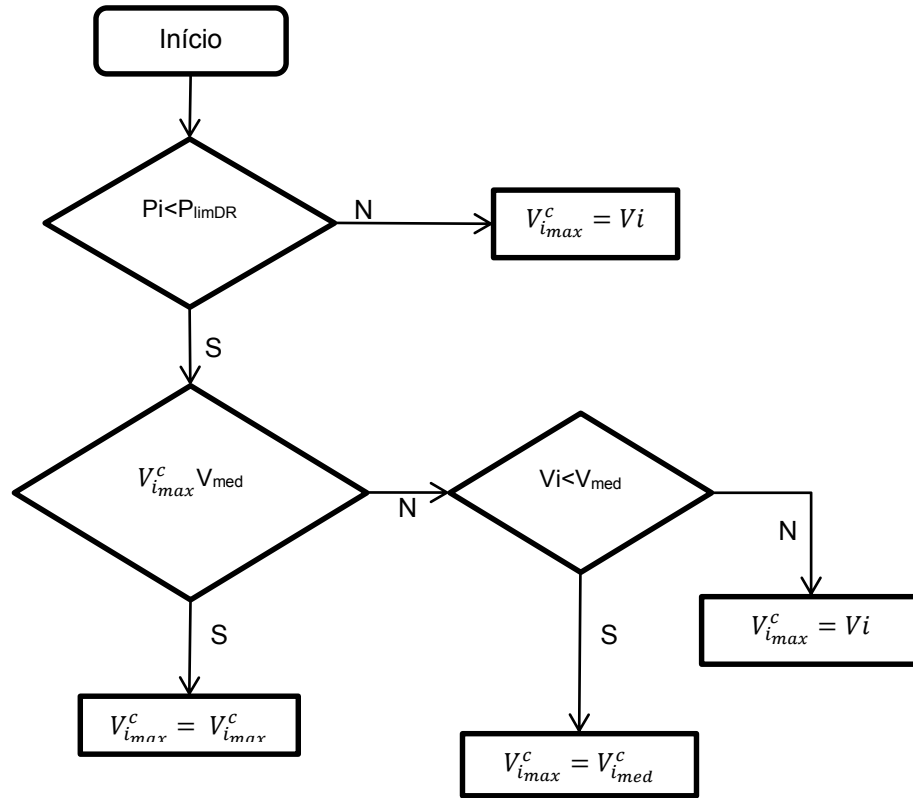
Este critério considera uma média simples dos volumes. Inicialmente, é analisado se o volume de cada período é inferior à média dos volumes. Caso isso se verifique, o limite máximo do volume mantém-se. Caso contrário, irá ocorrer outra análise. Se o limite máximo atribuído a esse período for inferior à média de volumes, o volume máximo mantém-se. Caso isso não se verifique, o volume máximo passa a ser igual à média de volumes. A figura 3.5 apresenta um fluxograma que ilustra o funcionamento deste critério.

#### Critério de Média de Volumes PAC

O segundo critério é mais elaborado, ou seja, para cada período é analisado se o preço do retalhista é inferior ao preço de limite de PAC. No caso desta condição se verificar, é considerada uma segunda condição, em que é verificado se o volume máximo permitido é inferior à média dos volumes. Se esta segunda condição se verificar, o volume máximo mantém-se. Senão, verifica-se se o volume atual é menor que a média de volumes. Caso isso não aconteça, o volume máximo passa a ser igual ao volume atual. Caso contrário, o volume máximo é igual à média de volumes. No caso da condição inicial não se verificar, o volume máximo passa a ser igual ao volume atual. A figura 3.6 representa um fluxograma que ilustra o funcionamento deste critério.

O objetivo de usar novos critérios na estratégia do agente comprador tem como objetivo o mesmo que na fase anterior deste trabalho, minimizar o custo. De forma idêntica, a estratégia por parte do agente retalhista, baseia-se na adoção de um comportamento estratégico de forma a maximizar o seu benefício.





**Fig. 3.6** - Fluxograma que representa o critério da média de volumes PAC

### 3.3.3. Estratégia para Gestão de Volume, com Penalizações

Esta secção descreve uma nova estratégia para o agente consumidor, que permite trabalhar com preços dinâmicos, e com penalizações,  $\Delta P_i$ , sendo estas variáveis consoante a hora do dia.

Consideram-se as leis do mercado, onde um aumento da oferta conduz normalmente a uma redução do preço. Em termos mais concretos, considerando o objetivo de desenvolver uma nova estratégia, um aumento da procura conduzirá a um aumento de preço, que por sua vez poderá levar a penalizações. De forma inversa, uma diminuição da procura conduzirá a uma redução do preço, que por sua vez poderá levar a benefícios:

Por outras palavras, uma procura maior, implica um aumento de preço, logo aparece uma penalização para o vendedor. Quando ocorre o contrário, o comprador recebe um benefício (da parte do vendedor). Ou seja, o comprador adapta dinamicamente os volumes consoante as penalizações/benefícios definidos pelo vendedor.

Este estudo traduziu-se na equação seguinte:

$$\text{Minimizar } \text{Custo}_{[V_i]} = \sum_{i=1}^N (P_i + \Delta P_i * \Delta V_i) * V_i \quad (17)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^N V_i = V_{total} \quad (18)$$

$$V_{i_{min}} \leq V_i \leq V_{i_{max}} \quad (19)$$

onde:

- i)  $Custo$  – Representa o custo do agente comprador;
- ii)  $P_i$  – Representa o preço do agente vendedor, para cada período  $i$ ;
- iii)  $V_i$  – Representa o Volume do agente comprador, para cada período  $i$ ;
- iv)  $\Delta P_i$  – Representa a penalização/benefício do vendedor;
- v)  $\Delta V_i$  – Representa a penalização/benefício do comprador;
- vi)  $V_{total}$  – Representa o volume total do agente comprador;
- vii)  $V_{i_{min}}$  – Representa o volume mínimo do agente comprador para cada período  $i$ ;
- viii)  $V_{i_{max}}$  – Representa o volume máximo do agente comprador para cada período  $i$ ;

No algoritmo, a tomada de decisão referente ao envio de uma contraproposta ou da aceitação de uma proposta foi implementado como se segue. Todas as propostas são analisadas, sendo calculados os valores do benefício e custo. Para o caso do agente comprador,  $Agc$ :

- O programa verifica se a avaliação do custo da proposta recebida pelo vendedor ( $C_{rcv}$ ) é maior do que a avaliação do custo da proposta que pode enviar ( $C_{cmp}$ ), ou seja,  $C_{rcv} > C_{cmp}$ .
- Se a condição se verificar, o agente comprador  $Agc$  envia uma contraproposta usando a estratégia referente ao agente comprador.
- No caso da condição não se verificar,  $Agc$  aceita a proposta recebida.

Para o caso do agente vendedor  $Agv$ , a forma de avaliação é semelhante:

- Verifica-se se o benefício da proposta recebida do vendedor ( $B_{rcv}$ ) é menor do que o benefício da proposta a enviar ( $B_{cmp}$ ), ou seja,  $B_{rcv} < B_{cmp}$ .
- Se esta condição se verificar,  $Agv$  envia a contraproposta, usando a estratégia referente ao agente retalhista.
- No caso de não se verificar,  $Agv$  aceita a proposta recebida.

Convém referir que, para além da avaliação das propostas recebidas e das propostas a enviar, o programa também realiza uma avaliação das propostas limites de cada agente, por forma a decidir se este continua ou abandona a negociação. Assim, para  $Agc$ :

- Se o custo da proposta recebida ( $C_{rcv}$ ) for superior ao seu custo máximo ( $C_{max}$ ), ou seja,  $C_{rcv} > C_{max}$ , a negociação continua.
- Caso contrário, a negociação termina.

Para o caso de  $Agv$ :

- este compara o benefício mínimo ( $B_{min}$ ) com a função da proposta recebida ( $B_{rcv}$ ).
- Se  $B_{rcv} > B_{min}$ , a negociação continua.
- Caso contrário, a negociação termina.

## 4. CAPÍTULO

---

### **Caso de Estudo**

Este capítulo inicia-se com uma breve introdução ao caso de estudo, enfatizando o enquadramento do tema e indicando os principais dados. Posteriormente, são apresentados os valores de volumes e preços que foram utilizados para as simulações, com os dois critérios referidos na secção 3.3.2. Finalmente, são apresentados os resultados bem como as conclusões obtidas.

#### 4.1. INTRODUÇÃO

O presente caso de estudo considera que a procura de energia elétrica de um parque de edifícios comerciais é determinada pela execução quase em estado estacionário (*quasi-steady-state*), e de hora em hora.

O caso de estudo aborda a seguinte questão de investigação:

- Da perspetiva do mercado elétrico, como diferentes escalas de PAC podem afetar os preços do mercado.

De modo mais específico, o caso de estudo pretende contribuir da seguinte forma:

- Investigar a influência de diferentes níveis de PAC em edifícios comerciais sobre os preços da eletricidade, consumo e custos de serviços públicos.

Os principais benefícios de usar um programa de PAC sobre a curva de carga é a possibilidade de:

- Deslocamento do consumo dos períodos de pico de carga para os períodos de menor procura;
- Redução dos picos de procura.

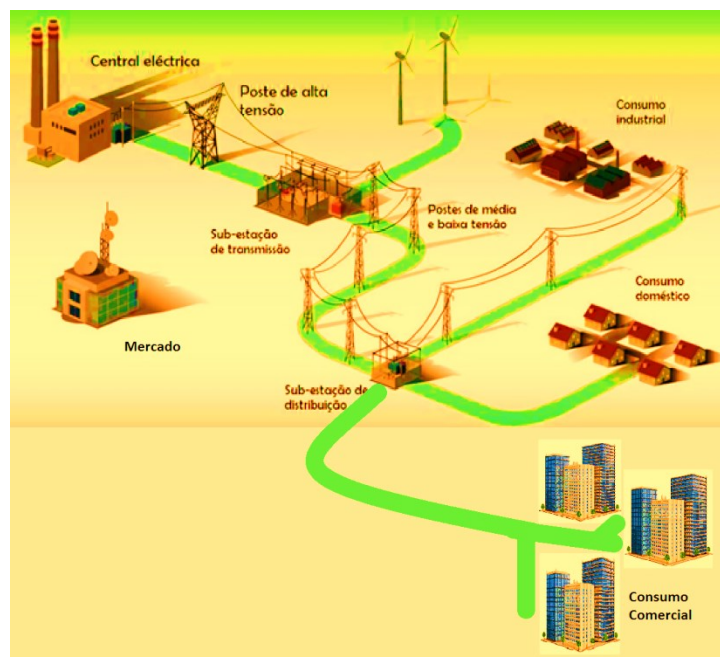
O caso de estudo foi desenvolvido com base no programa *TU* que considera diferentes preços unitários para diferentes períodos de tempo (horas do dia – usando um horário de ponta e fora de ponta; dias da semana – usando dias úteis e fins de semana; estações do ano).

O programa *TU* é usualmente determinado com meses ou anos de antecedência, para que a taxa aplicada possa refletir o custo médio de geração e distribuição de energia durante esses períodos de tempo, e é geralmente voltado para grandes consumidores comerciais e industriais. É óbvio que são necessários medidores que registem o uso de energia pelos consumidores em diferentes patamares de preço.

Realça-se, nesta fase, que o caso de estudo envolveu diversas simulações. Neste capítulo são apresentadas duas melhores simulações. No Anexo A, são descritas todas as simulações, bem como as diversas abordagens escolhidas para chegar aos valores a usar como limite. São também apresentados os respetivos resultados e a análise dos mesmos.

#### 4.2. PRESSUPOSTOS E DADOS INICIAIS

O caso de estudo envolve um consumidor de energia (que se assume ser um banco) e um vendedor, que negociam um contrato no mercado liberalizado. Em particular, considera-se um banco com 200 colaboradores, 4 pisos e 50 pessoas por piso. Além disso, consideram-se 16 unidades de AVAC, 200 computadores, 6 impressoras e/ou fotocopiadoras, 200 unidades de iluminação, 3 elevadores, 4 copas/cozinhas e 5 televisões. A figura 4.1 representa de forma global como interagem os principais participantes do mercado, incluindo-se também os participantes no caso de estudo (consumidor comercial e comercializador de energia).



**Fig. 4.1** – Representação global dos participantes no mercado, incluindo os do caso de estudo

A tabela 4.1 apresenta os consumos dos principais dispositivos (efetivos) considerados no caso de estudo. O consumo máximo diz respeito a todos os dispositivos a funcionar, e o mínimo aos dispositivos suficientes para manter o banco a funcionar normalmente. O consumo associado a certos dispositivos, tais como câmaras de vigilância, telefones e segurança do cofre, apesar de não serem descritos, são considerados para o consumo total do banco, pois têm um consumo constante e não podem ser desligados, para melhorar os valores dos preços a contratar.

**Tabela 4.1** – Principais consumos do edifício (banco)

Tipos de Consumo	Máximo Consumo (KWh)		Mínimo Consumo (KWh)	Máximo Consumo (Kwh/dia)	
	118,4 (Frio)	147,2 (Calor)		1184	1472
AVAC's			46		
Informática	52,74		4,39	498,96	
Iluminação	6,4		1,2	60	
Dispositivos Genéricos	17,98		5,44	96,05	
<b>Total</b>	195,5	224,3	57,03	2263	2127

**Tabela 4.2** – Consumo médio do edifício nos 6 períodos.

Períodos	Horas	Consumo (kWh)
1	00h-4h	61,42
2	4h-8h	87,3
3	8h-12h	118,88
4	12h-16h	113,66
5	16h-20h	99,91
6	20h-24h	72,18

#### 4.2.1. Perfil de Consumo com 6 Períodos

O perfil considerado para o consumidor foi obtido através de volumes de *New Hampshire Electric Cooperative* (NHEC), para o tipo *Large Commercial*. Foram considerados seis períodos diários, cujas horas e respectivos consumos são apresentados na tabela 4.2. Os volumes de energia foram obtidos através da média dos volumes para cada hora do dia (ver Anexo B). De início, foram considerados três períodos: vazio (das 00h às 8h), cheia (das 8h às 16h) e ponta (das 16h às 24h). As simulações correspondentes permitiram concluir que, para as estratégias em estudo, os resultados não eram relevantes. Deste modo, selecionamos seis períodos, de acordo com o referido nas tabelas 4.2 e 4.3.

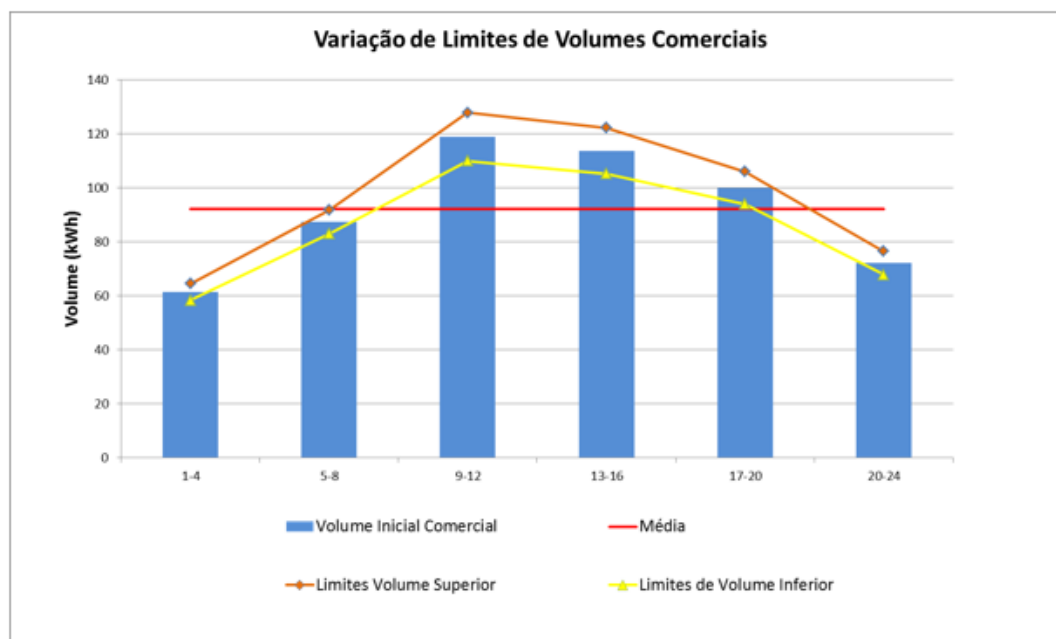
A tabela 4.3 apresenta os limites (de consumo) que foram calculados de acordo com as horas associadas a cada período. Inicialmente foram considerados três valores diferentes para cada limite, tendo sido selecionados os valores da tabela 4.3, após verificação prática com a execução das estratégias.

Assumiu-se para os períodos de cheia (das 8h às 16h) um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 7.5% em relação ao perfil. Em relação aos períodos de vazio (das 00h às 8h), considerou-se também um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 5%. De igual modo, em relação aos períodos de ponta (das 16h às 24h), considerou-se um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 6% (ver Fig. 4.2).

Estes limites foram determinados de forma intuitiva, de modo a preservar uma margem de manobra entre os consumos de energia.

**Tabela 4.3** – Limites de consumo para o edifício para cada período.

Períodos	Horas	Limites Máximos (kWh)	Limites Mínimos (kWh)
1	00h-4h	64,49	58,35
2	4h-8h	91,67	82,94
3	8h-12h	127,80	109,96
4	12h-16h	122,18	105,14
5	16h-20h	105,90	93,92
6	20h-24h	76,51	67,85



**Fig.4.2** – Variação de limites de volumes comerciais

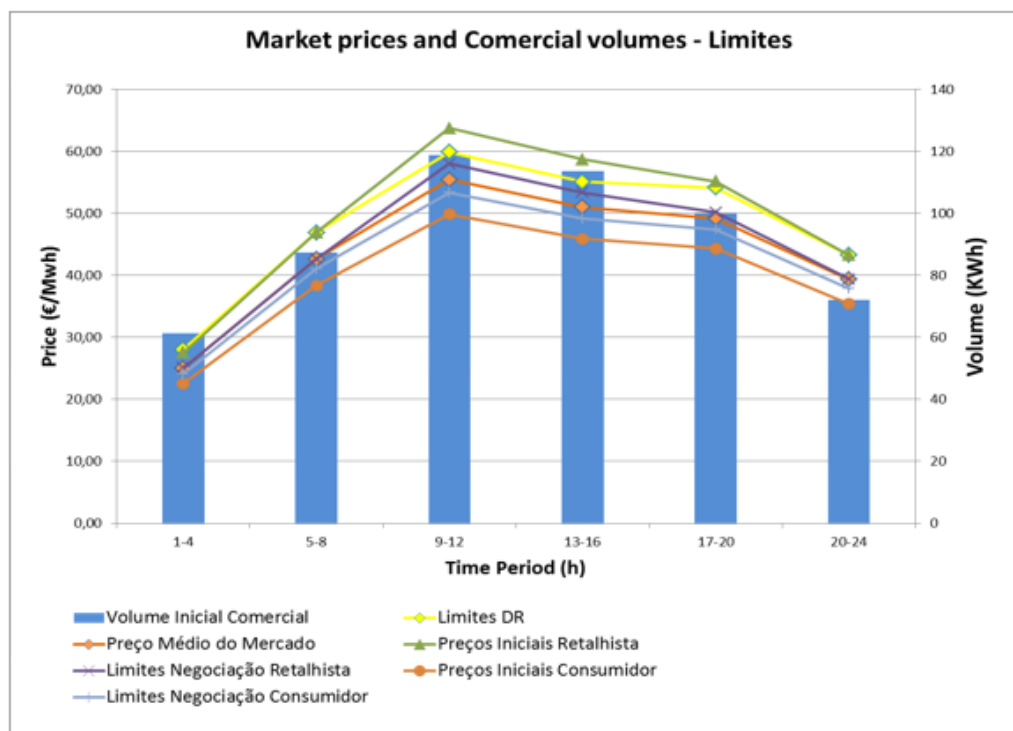
Considerando os preços médios do mercado *Nordpool* (NordPoolSpot, 2014) calcularam-se:

- Os preços iniciais do retalhista, durante os períodos 1, 2 e 6, com um aumento de 10% em relação aos preços médios do mercado, de 15% nos períodos 3 e 4, e de 12% no período 5;
- Os limites de negociação do retalhista, retirando 9% aos seus preços iniciais;
- Os preços iniciais do consumidor, retirando 10% aos preços médios do mercado, sendo que os limites de negociação têm um excedente de 7% em relação aos preços iniciais do consumidor;
- Os limites de preço PAC, com pesos de 8%, 10% e 12% considerando 8% para preços maiores que 51 €/MWh, 10% para o intervalo entre ]31; 50[ €/MWh, e 12% para um preço máximo até 30 €/MWh.

Na figura 4.3 e na tabela 4.4 é possível analisar como os diversos preços a serem impostos nas simulações se relacionam.

**Tabela 4.4** – Representação dos diversos preços a serem impostos nas simulações

Períodos	Preços Médios do Mercado (€/MWh)	Limites de Preço PAC (€/MWh)	Preços Iniciais do Retalhista (€/MWh)	Limites de Negociação do Retalhista (€/MWh)	Preços Iniciais do Consumidor (€/MWh)	Limites de Negociação do Consumidor (€/MWh)
1	25,04	28,05	27,55	25,07	22,54	24,11
2	42,63	46,89	46,89	42,67	38,37	41,05
3	55,45	59,88	63,77	58,03	49,90	53,40
4	51,02	55,11	58,68	53,40	45,92	49,14
5	49,23	54,16	55,14	50,18	44,31	47,41
6	39,33	43,26	43,26	39,37	35,39	37,87



**Fig. 4.3** - Gráfico representativo dos preços aplicados e volumes

#### 4.3. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE RESULTADOS:

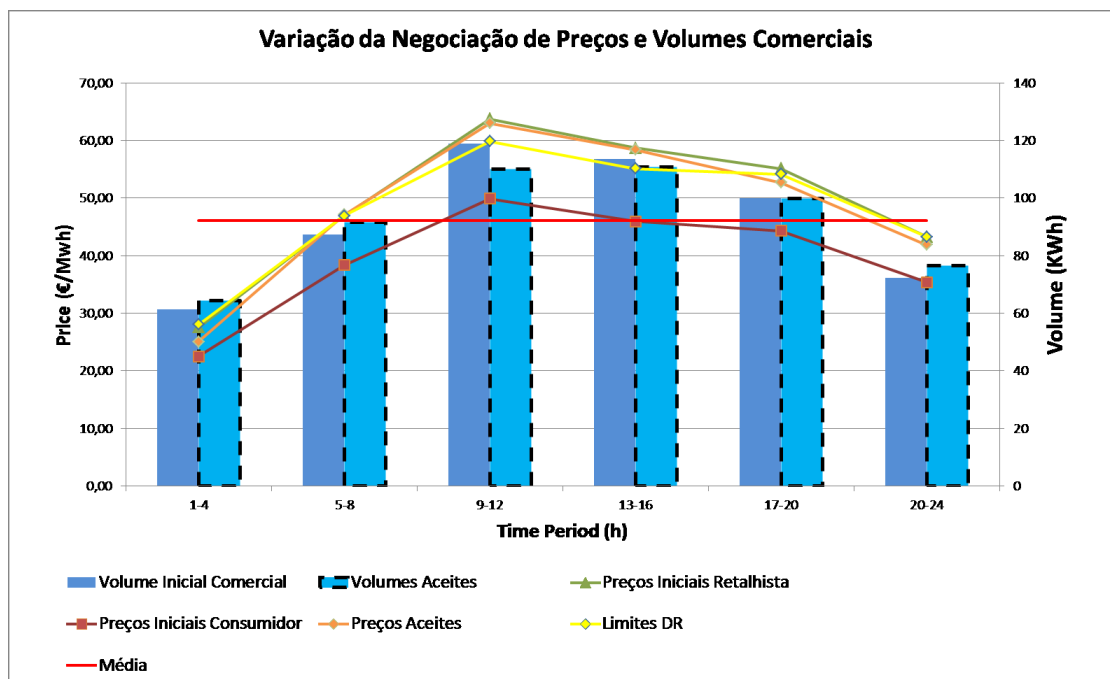
Das diversas simulações, com os dois critérios abordados na secção 3.3.2, selecionaram-se as duas com os melhores resultados. A análise teve em consideração um dia no banco a funcionar a 80%, tendo como máximo consumo 120 kWh às 9h, e mínimo de 58 kWh à 1h da manhã. De realçar que 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos Dispositivos Genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 kWh. A escolha das simulações foi feita com base no que o banco queria ao manter constante o consumo e o menor preço. Logo analisado o consumo do conjunto de dispositivos a funcionarem, era importante manter a qualidade dentro do banco. Posto isto, ao analisar os resultados foi necessário garantir que o consumo de certos dispositivos se conseguiria transpor para períodos mais baratos, bem como verificar se seria necessário haver um consumo elevado durante as horas mais caras. Os melhores resultados traduziram-se numa escolha percentual por período.

Na figura 4.4, pode-se observar como a curva de carga (volume a consumir) se moldou ao preço que o retalhista oferecia de forma a transpor alguma carga dos períodos mais caros para os mais baratos, os resultados da simulação usando o critério da Média de volumes (descrito na secção 3.3.2) foram os que apresentaram melhores adaptações de forma a trazer benefício ao consumidor, sem prejudicar o retalhista. Nas tabelas 4.5 e 4.6 são apresentados os resultados para os preços e volumes dos vários períodos tidos em conta no estudo, sendo feita a comparação antes e depois de se aplicar o critério.

Na figura 4.5, pode-se observar o efeito do critério da Média de volumes PAC na curva de carga. Nas tabelas 4.7 e 4.8 são apresentados os valores dos preços e volumes dos vários períodos, sendo também feita a comparação antes e depois de se aplicar o critério.

Analisados os dois critérios para um perfil de 6 ciclos, podem ser tiradas algumas conclusões sobre a qual o melhor critério para este tipo de consumidor. Com a aplicação da PAC, verifica-se que nalguns períodos o consumo nos dispositivos de informática tem ligeiras variações, que se traduzem num benefício para o consumidor. Para todas as opções analisadas, foi considerado um consumo constante nos Dispositivos Genéricos. Nas tabelas 4.9 e 4.10 são apresentadas as diferenças nos resultados obtidos com os critérios relativos o volume e preço.





**Fig. 4.4** – Análise final com base com no critério de Média de volumes

**Tabela 4.5** – Representação de como o consumo foi influenciado após a aplicação da PAC com o critério Média de volumes

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com <i>Demand</i> (kWh)
1	00h-4h	61,42	64,49
2	4h-8h	87,3	91,67
3	8h-12h	118,88	109,96
4	12h-16h	113,66	110,81
5	16h-20h	99,91	99,91
6	20h-24h	72,18	76,51

**Tabela 4.6** – Representação dos preços dos vários períodos após aplicar a PAC com o critério Média de volumes

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-4h	27,55	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4
5	16h-20h	55,14	52,68
6	20h-24h	43,26	41,87
<b>Total</b>		297,42	288,16

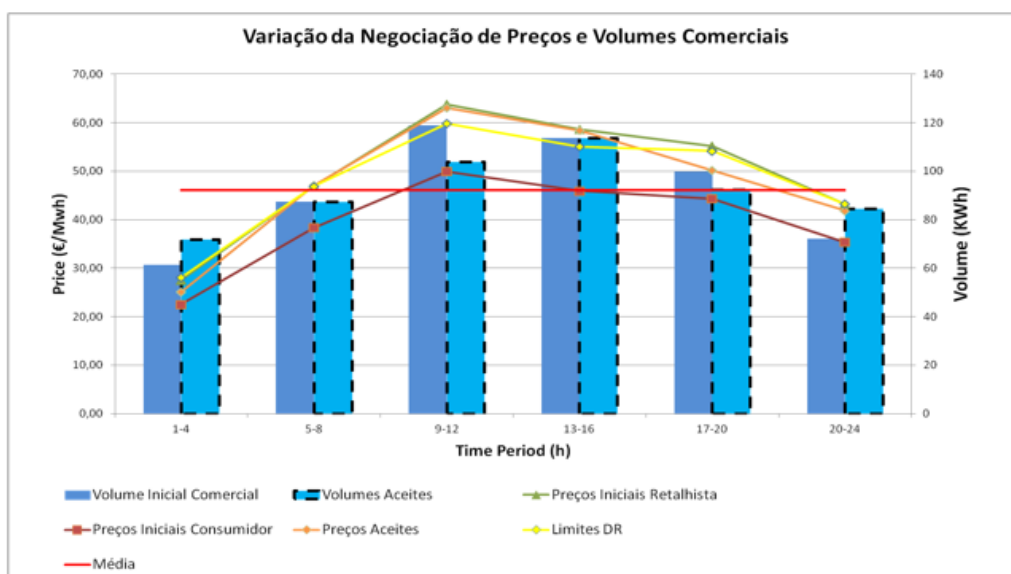


Fig. 4.5 - Análise final com base com no critério de Média de volumes PAC

Tabela 4.7 - Análise dos consumos após a simulação com o critério Média de volumes PAC

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com <i>Demand</i> (kWh)
1	00h-4h	61,42	71,86
2	4h-8h	87,3	87,3
3	8h-12h	118,88	103,85
4	12h-16h	113,66	113,66
5	16h-20h	99,91	92,22
6	20h-24h	72,18	84,45

Tabela 4.8 - Análise dos preços após a simulação com o Critério Média de volumes PAC

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-4h	27,55	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4
5	16h-20h	55,14	50,18
6	20h-24h	43,26	41,87
<b>Total</b>		297,42	285,66

Tabela 4.9 - Comparação de consumos finais entre as duas melhores simulações efetuados

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com <i>Demand</i> (kWh)	
			1.3	2.1
1	00h-4h	61,42	64,49	71,86
2	4h-8h	87,3	91,67	87,3
3	8h-12h	118,88	109,96	103,85
4	12h-16h	113,66	110,81	113,66
5	16h-20h	99,91	99,91	92,22
6	20h-24h	72,18	76,51	84,45

**Tabela 4.10** - Comparação de Preços finais entre as duas melhores simulações efetuados

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)	
			Média de volumes	Média de volumes PAC
1	00h-4h	27,55	25,07	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4	58,4
5	16h-20h	55,14	52,68	50,18
6	20h-24h	43,26	41,87	41,87
Total		297,42	288,16	285,66

Em termos sucintos, pode-se afirmar que a segunda análise (critério de Média de volumes PAC) é a que beneficia mais o consumidor (monetariamente). Em termos de perfil de consumo a primeira simulação (critério de Média de Volumes) é mais realista, pois as horas de vazio têm uma sugestão de alteração menor. Nos períodos de cheia também é melhor porque o consumo é mais constante.

Em termos financeiros, a poupança traduz-se ao final do mês em 185,2 (€/MWh)/mês, ou seja, 102,48€ por mês, para o caso do critério da Média de Volumes, e em 235,2 (€/MWh)/mês, ou seja, 136€/mês, no segundo caso.

Pode-se concluir que ambos os critérios são viáveis, mas o critério 1, ou seja a Média de Volumes, com a variação de limites de volumes apresentados na tabela 4.3 conduz a uma análise mais realista em termos de perfil de consumo, após o programa de PAC.



### **Conclusões e Perspetivas de trabalhos futuros**

É neste capítulo que são apresentadas as principais conclusões resultantes do trabalho realizado. O capítulo descreve também vários caminhos para trabalho futuro e sugestões de melhoramento do trabalho efetuado.

## 5.1. PRINCIPAIS CONCLUSÕES

Nos mercados de eletricidade liberalizados, os consumidores de energia devem poder escolher livremente os seus fornecedores, em função de possíveis vantagens económicas e da qualidade do serviço. Neste contexto, pretendeu-se estudar a contratação bilateral de energia. Em particular, pretendeu-se modelar dois dos principais participantes dos mercados liberalizados: Comercializadores de energia e consumidores finais, com diferentes perfis de carga.

Pretenderam-se desenvolver estratégias de comercialização de energia, com o objetivo de minimizar o custo dos consumidores e, eventualmente, maximizar o benefício dos comercializadores. Concretamente, pretendeu-se desenvolver estratégias direcionadas para a eficiência no consumo, baseadas na conhecida técnica de Participação Ativa dos Consumidores. As estratégias foram testadas com recurso a um caso de estudo.

Apesar dos benefícios que o programa *TU* apresenta, este pode gerar alguns problemas, como o fato dos consumidores não responderem de forma imediata à tarifa. O pico de carga pode tornar-se um período de menor consumo, e vice-versa, devido a grandes respostas dos consumidores (usando uma tarifa de *TU* com um preço não razoável). As empresas fornecedoras de energia podem ter uma faturação reduzida, já que podem comprar energia a um preço e vender a um preço menor, determinado pela tarifa *TU*.

Logo é necessário um estudo sobre o comportamento da curva de procura em cada região de aplicabilidade da *TU*, para que nenhum dos participantes se sinta prejudicado, considerando-se que tal curva varia com o tempo, o preço.

A presente dissertação iniciou-se em Outubro de 2013. Após o contacto com o orientador e coorientadora, começou a ser feita a recolha de fontes bibliográficas e de informação, com o propósito de elaborar um relatório intermédio.

Posteriormente, numa primeira fase, foi feita a recolha de informação em artigos, teses, livros e apoio em *websites*, por forma a obter uma base teórica sólida. Numa segunda fase, foi feito todo o trabalho experimental, com particular ênfase para o estudo de estratégias para gestão de preços e volumes, na contratação bilateral de energia. Pretendeu-se desenvolver diversas estratégias e táticas de negociação. Além disso, pretendeu-se efetuar o estudo de um caso prático, sendo realizadas diversas simulações e analisados os resultados obtidos. Numa terceira fase foi efetuada a escrita da dissertação.

O estudo das estratégias foi baseado em trabalhos anteriores onde foram analisadas as diversas metodologias de alcançar os objetivos, os resultados experimentais, e as conclusões posteriores. Este estudo foi baseado também em pesquisa feita em livros e artigos que abordavam a *demand response* como um problema de economia, demonstrando como as diversas abordagens matemáticas se podiam

interpretar de forma genérica, e serem aplicadas a agentes computacionais, por forma a simular os diversos comportamentos que poderiam surgir em negociações.

O caso de estudo foi pensado de forma a ir ao encontro de um problema real, tendo como base de desenvolvimento estudos que foram aplicados ao mercado e implementados em programas reais de *demand response*. Após mapear-se os requisitos do caso de estudo, foram feitas várias simulações, cujas conclusões finais foram em encontro do esperado no início deste trabalho, ou seja, estratégias e critérios que moldem o comportamento de um consumidor final de forma a ter um consumo mais ecológico e económico, sem prejudicar o negócio do retalhista.

## 5.2. TRABALHO FUTURO

O presente documento podia ser expandido de várias formas. Como o tempo disponível não permitiu abordar todos os aspetos inerentes à complexidades dos mercados de energia liberalizados, são descritas algumas das linhas a seguir no futuro:

- Implementar a estratégia de negociação com penalizações (descritas na secção 3.3.3), de forma a testar as preferências dos agentes com vários pesos associados aos volumes e preços. Efetuar vários testes de forma a tirar conclusões sobre o modo como as penalizações ajudariam o vendedor/consumidor a não ficar em desvantagem numa negociação bilateral;
- Desenvolver novas estratégias, que expandam o uso do modelo multiplicativo, de acordo com outros tipos de programas de PAC (descritos na secção 2.3.3). Este tipo de abordagem possibilitaria ao consumidor final escolher entre várias opções apresentadas a que melhor se adequasse ao seu tipo de consumo. Expandir o estudo a outros casos com outros programas, para criar um que se adapte ao programa a desenvolver;
- Modelação de outros tipos de entidades de mercado envolvidas no processo de negociação, de forma a alargar o domínio de utilização do simulador, tornando a simulação o mais real possível. Um bom exemplo seria um operador de sistema, de forma a verificar as limitações da rede de transporte em relação ao acordo comercial da contratação bilateral. Para esta ideia se tornar viável seriam precisas mais informações referentes aos elementos da rede de energia.
- Investigação mais alargada de temas como o *billing* neste projeto.





## BIBLIOGRAFIA

---

**Albadi, M. e El-Saadany, E., 2007.** “An Improved Deadbeat Current Control Scheme With a Novel Adaptive Self-Tuning Load Model for a Three-Phase PWM Voltage-Source Inverter”. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, Vol. 54 (2), pp. 747-759.

**Apolinário, I., Felizardo, N., Garcia, A. L., Oliveira, P., Trindade, A., & Verdelho, P., 2006.** “Criteria for the Assessment of Demand Side Management Measures in the Context of Electricity Setor Regulation”. *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting*.

**Azevedo, F., 2002.** “Apoio a Decisão para o Estabelecimento de Contratos no Mercado Competitivo da Electricidade”, Tese de Mestrado, Porto: FEUP.

**Dam, K., Houwing, M. e Bouwmans, I., 2008.** “Agent-based control of distributed electricity generation with micro combined heat and power-cross-setoral learning for process and infrastructure engineers”. *Comput. Chem. Eng.*, Vol. 32, pp. 205-217.

**Callaway, D., 2009.** “Aggregated electricity load modeling and control for regulation and load following ancillary services”.

[[http://www.pserc.wisc.edu/documents/general\\_information/presentations/pserc\\_seminars/5psercsemin/callaway\\_load\\_aggregation\\_pserc\\_nov09.pdf](http://www.pserc.wisc.edu/documents/general_information/presentations/pserc_seminars/5psercsemin/callaway_load_aggregation_pserc_nov09.pdf)]. Acedido em 12 de janeiro de 2014.

**Cappers, P., Goldman, C., e Kathan, D., 2010.** “Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence”. *Energy*, Vol. 35, pp. 1526-1535.

**Catalão, J., 2006.** “Novas Metodologias de Otimização em Sistemas de Energia Hidrotérmicos”, Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior.

**Commission, Federal Energy Regulatory, 2006.** “Assessment of Demand Response & Advanced Metering”. Staff Report Docket Number: AD-06-2-000.

**CRA, 2005.** “Charles River Associates, Primer on Demand-Side Management with an Emphasis on Price-Responsive Programs”. Washington, DC: Report prepared for The World Bank.

**Cramton, P. e Ausubel, L., 2010.** “Using Forward Markets to Improve Electricity Market Design”. *Utilities Policy*, Vol. 18, pp. 195-200.

**Cramton, P. e Stoft, S., 2006.** “The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO’s Resource Adequacy Problem”, USA.

[[www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/Cramton\\_Stoft\\_0406.pdf](http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/Cramton_Stoft_0406.pdf)]. Acedido em 2 fevereiro de 2014.

**Crossley, D., 2007.** “Advanced Metering for Energy Supply in Australia”.

[<http://www.efa.com.au/Library/David/Published%20Reports/2007/AdvancedMeteringforEnergySupplyinAustralia.pdf>]. Acedido em 15 de fevereiro de 2014.

**Cruz, L., 2008.** “A liberalização do setor da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia – pólo português)”. Centro de Informação Europeia Jacques Delors. Europa : Novas Fronteiras. Política Energética Europeia nº 22, pp. 83-90, S. João do Estoril : Principia.

[[https://infoeuropa.euroid.pt/opac/?func=service&doc\\_library=CIE01&doc\\_number=000040873&line\\_number=0001&func\\_code=WEB-BRIEF&service\\_type=MEDIA](https://infoeuropa.euroid.pt/opac/?func=service&doc_library=CIE01&doc_number=000040873&line_number=0001&func_code=WEB-BRIEF&service_type=MEDIA)]. Acedido em 18 de fevereiro de 2014

**Dias, F. e Nascimento, J., 1945.** “Linha de rumo: notas de Economia Portuguesa”. 1º. Lisboa: Clássica Editora.

**Diretiva 2009/72/CE, 2009.** Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. [[http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos\\_2009\\_72\\_CE\\_b9bc1356.pdf](http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos_2009_72_CE_b9bc1356.pdf)]. Acedido em 22 de fevereiro de 2014.

**EDP, 2012.** “Energias de Portugal Serviço Universal. Extinção das Tarifas Reguladas de Electricidade”. [<http://www.edpsu.pt/pt/destaques/Pages/Extin%C3%A7%C3%A3odastarifasreguladasdeelectricidade.aspx>]. Acedido em 3 de dezembro de 2013.

**ERSE, 2009.** “Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Descrição do Funcionamento do MIBEL”. Conselho de Reguladores do MIBEL. [[http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Estudo\\_MIBEL\\_PT.PDF](http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Estudo_MIBEL_PT.PDF)]. Acedido em 6 de dezembro de 2013.

**ERSE, 2014.** “Mercado Diário”. [<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeElectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>]. Acedido em 13 de março de 2014.

**Exarchakos, L., Leach, M., e Exarchakos, G., 2009.** “Modelling electricity storage systems management under the influence of demand-side management programs,”. Int. J. Energy Res., Vol. 33, pp. 62-76.

**Faria, P., 2011.** “Demand Response in Future Power Systems Management - A Conceptual”, Tese de Mestrado, Porto : Instituto Superior de Engenharia do Porto.

**Faruqui, A., George, S., 2005.** “California's Statewide Pricing Pilot. Overview of Key Findings”. MADRI Advanced Metering Infrastructure Workshop. [<http://www.energetics.com/madri/pdfs/california050405.pdf>]. Acedido em 7 de março de 2014.

**FERC., 2008.** “Federal Energy Regulatory Commission, Assessment of Demand Response”. Staff Report.

**FIPA, 2013.** “Foundation for Intelligent Physical Agents. FIPA Modeling: Interaction Diagrams”. Geneva, Suíça, [<http://www.fipa.org/>]. Acedido em 23 de Novembro de 2013.

**Fishburn, P., 1965.** “Independence in utility theory with whole product sets”. Oper. Res, pp. 28-45. Vol. 13.

**Fraser, R., 2005.** “Demand Side Response in the National Electricity Market. Case Studies. End-Use Customer Awareness Program. Energy Users Association (Australia)”. [<http://www.euaa.com.au/wp-content/uploads/2011/02/DSR-Case-Studies-Final-Draft3.3-RF-1.8-Clean-LOW-RES.pdf>]. Acedido em 2 de março de 2014.

**Giunta, F. e Gatti, N., 2006.** “Bargaining over Multiple Issues in Finite Horizon Alternating-Offers Protocol”. Annals of Mathematics in Artificial Intelligence, 47 (3–4), pp. 251–271.

**Gomes, M., 2007.** “Novos Mecanismos de Mercado de Energia Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos”, Tese de Doutoramento, Porto: Universidade do Porto.

**Goodwin, P. e Wright, G., 2004.** “Decision Analysis for Management Judgment”. Hoboken: John Wiley & Sons Ltd; Hoboken, NJ.

**Guan, X., Wu, J., Gao, F., e Sun, G., 2008.** “Optimization-Based Generation Asset Allocation for Forward and Spot Markets”. IEEE Transactions on Power Systems, Vols. 23, nº.4, pp. 10-25.

- Guiraud, D., 2004.** "The tempo Tariff. Efflocom Workshop". Trondheim.  
[<http://www.edffil141090i/accueil/EDF-et-moi-au-quotidien/option-Tempo.html>]. Acedida a 5 novembro de 2012.
- Gulich, O., 2010.** "Technological and Business Challenges of Smart Grids, Aggregator's Role in Current Electricity Market", Tese de Mestrado, Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology.
- Hao, S., Zhuang, F., 2003.** "New Models for Integrated Short-Term Forward Electricity Markets. IEEE Transactions on Power Systems", Vols. 18, nº.2, pp. 10-25.
- Harp, S., Brignone, S., Wollenberg, B., & Samad, T., 2000.,** "SEPIA: A Simulator for Electric Power Industry Agents". IEEE Control Systems Magazine, Vol. 20, nº4, pp. 53-69.
- Hoch, S., Kunreuther, H. e Gunter, R., 2001.** "Wharton on Making Decision". The Wharton School, Nova Iorque: John Wiley & Sons,.
- Hogan, W. e Harvey, S. ,2000.** "California electricity prices and forward market hedging". Massachusetts : John F. Kennedy School of Government of Harvard University.
- IESO (Ontario, Canada), 2006.** "Emergency Load Reduction Program. Market Manual IESO MAN 0043", Issue 1.0. [<http://www.ieso.com>]. Acedido em 14 de abril de 2012.
- Ilco, C., 2012.** "Negociação Bilateral em Mercados de Energia Eléctrica Multi-Agente com Participação Ativa dos Consumidores", Tese de Mestrado, Lisboa : ISEL.
- Jennings, N., Sycara, K., e Wooldridge, M., 1998.** "A Roadmap of Agent Research and Development". Autonomous agents and multi-agent systems, Vol. 1, pp. 275-306, Holanda: Kluwer Academics.
- Junior, A. , Vilela, M., Gomes, J., e Gomes, L., 2003.** "A função de Utilidade Aditiva - Fundamentos e Aplicação". Revista Angrad, Vol. 2, p. 4.
- Keeney, R., 1974.** "Multiplicative utility functions". Oper. Res., pp. 22-34. Vol. 22.
- Keeney, R. e Raiffa, H., 1976.** "Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs". Nova Iorque : John Wiley & Sons.
- Keeney, L., 1996.** "Value-Focused Thinking: A path to Creative Decisionmaking". Cambridge, UK, Harvard University Press.
- Khatib, S. e Galiana, F., 2007.** "Negotiating Bilateral Contracts in Electricity Markets". IEEE Transactions on *Power Systems*, Vol. 22, nº2, pp. 553-562.
- Kirschen, D. e Strbac, G., 2004.** "Fundamentals of Power Systems Economics". USA: Wiley.
- Lopes, F., Mamede, N., Novais, A., e Coelho, H., 2002.** "A Negotiation Model for Autonomous Computational Agents: Formal Description and Empirical Evaluation". Journal of Intelligent and Fuzzy System, Vol. 12(3), pp. 195-212.
- Lopes, F., 2004.** "Negociação entre Agentes Computacionais Autónomos", Tese de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa.
- Lopes, F., Wooldridge, M. e Novais, A., 2008.** "Negotiation Among Autonomous Computational Agents: Principles, Analysis and Challenges". Artificial Intelligence Review, Vol. 29(1), pp. 1-44.
- Lopes, F. e Coelho, H., 2010.** "Strategic and Tactical Behaviour in Automated Negotiation". International Journal of Artificial Intelligence, Vol. 4. (S10), pp. 35-63.

**Lopes, F., Ilco, C., e Sousa, J., 2013 (a).** "Bilateral Negotiation in Energy Markets: Strategies for Promoting Demand Response", In: European Energy Market (EEM-13), pp. 1-6, IEEE Computer Society Press.

**Lopes, F., Sousa, J., Algarvio, H., & Ilco, C., 2013 (b).** "Agent-Based Simulation of Retail Electricity Markets: Bilateral Contracting with Demand Response", 24<sup>th</sup> International Conference on Database and Expert Systems Applications, pp.194-198.

**Lopes, F. e Algarvio, H., 2014.** "Customer Load Strategies for Demand Response in Bilateral Contracting of Electricity". E-Commerce and Web Technologies. Springer International Publishing, pp. 153-164.

**Lopes, H., 2012.** "Prenegotiation and Actual Negotiation in Electricity Markets". Lisboa: ISCTE IUL, Tese de Mestrado.

**Meyer, R., 1970.** "On the Relationship between the Utility of Assets, the Utility of Consumption, and Investment Strategy in an Uncertain, but Time Invariant World", em J. Laurence, ed., OR 69: Proceedings of the Fifth International Conference on Operational Research. Londres: Tavistock.

**MIBEL., 2013.** "Mercado Ibérico de Eletricidade, Relatórios mensais do MIBEL", [www.mibel.com]. Acedido em 20 de novembro de 2013.

**Morais, H., 2012.** "Modelação de Agentes Virtuais nos Mercados Eléctricos", Tese de Doutoramento, Vila Real : Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, UTMAD.

**NHEC, 2014.** "New Hampshire Electric Cooperative. [http://www.nhec.com/rates\_electricchoice\_loadprofiles.php]. Acedido a 15 de fevereiro de 2014.

**NordPoolSpot., 2014.** [http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/]. Acedido em 14 de fevereiro de 2014.

**North, M., Conzelmann, G., Koritarov, C., Macal, C., Thimmapuram, P., e Veselka, T., 2002.** "E-Laboratories: agent-based modelling of electricity markets", American Power Conference, Chicago.

**OMIP., 2010.** "Regulamento de Negociação". Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.G.M.R., S.A.

**Paiva, J., 2007.** "Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica". Lisboa, Portugal: 2<sup>a</sup> Ed. IST Press.

**Pechoucek, M. e Marik, V., 2008.** "Industrial deployment of multi-agent technologies: Review and selected case studies", Autonomous Agents, Vol. 24, pp. 397-431.

**Pereira, I., 2004.** "Sistema Multi-Agente para Apoio à Negociação em Mercados de Electricidade", Tese de Doutoramento, UTAD.

**Pereira, B., 2011.** "Contratos Bilaterais em Mercados Multi-Agente de Energia Eléctrica: Protocolo de Ofertas Alternadas", Tese de Mestrado, ISEL.

**Pollak, R., 1967.** "Additive von Neumann - Morgenstern utility functions". Econometrica, Vol. 35, pp. 485-495.

**Ramos, S., 2006.** "Utilização de Técnicas de Data Mining para Apoio aos Agentes dos Mercados Retalhistas de Energia Eléctrica", Tese de Mestrado, Instituto Superior Técnico. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa.

**Rodrigues, T., 2012.** “Estratégias para Negociação de Contratos Bilaterais em Mercados Multi-Agente de Energia Eléctrica”, Tese de Mestrado, Lisboa: ISEL.

**Roy, B e Bouyssou, D., 1993.** “Aide Multicritère à la Décision: Méthodes et Cas”. Paris: Economica.

**Rudnick, H. e Zolezzi, J., 2001.** "Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: lessons to be learnt and possible ways forward", IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution 148, pp. 180-184.

**Russell, S. e Norvig, P., 2003.** “Artificial Intelligence: A Modern Approach”, Pearson Education.

**Saraiva, J., Silva, J. e Leão, M., 2002.** “Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes”. Porto, Portugal: FEUP edições.

**Sousa, J., 2005.** "Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL", Tese de Doutoramento, Faculdade de Economia: Universidade Nova de Lisboa.

**Stoft, S., 2002.** “Power Systems Economics – Designing Markets for Electricity”, John Wiley e Sons, Inc., New York, pp. 20-25.

**Tomé, B., 2009.** "Previsão de Preços de Energia Eléctrica em Mercados de Eletricidade – Horizonte de 24 horas”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

**Torriti, J. Hssan, M., e Leach, M., 2009.** “Demand Response Experience in Europe: Policies. USA: Programmes and Implementation”, Energy, Vol. 35 (4), pp. 1575 – 1583.

**U.S. Department of Energy, 2006.** “Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them: Report to the United States Congress”.

**USDE, 2006.** “US Department of Energy, Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them”. USA: A Report to the United States Congress.

**Vytelingum, P., Voice, T., e Ramchurn, S., 2010.** “Agent-based micro-storage management for the smart grid”. 9th Int. Conf. Autonomous Agents Multi-Agent Syst. Toronto, Canadá.

**Wang, J., Bloyd, C., Hu, Z. e Tan, Z., 2010.** “Demand Response in China”. Energy, Vol.35, pp. 1592-1597.

**Woo, C. e Greening, L., 2010.** “Guest Editors' introduction”. Energy, Vol. 35, pp. 1515-1517.

**Wooldridge, M., 2001.** “Multi-Agent Systems: A Modern Approach to Distributed Artificial Intelligence”, MIT, Cambridge, MA, pp. 27-77.

**Wooldridge, Michael and Jennings, Nick., 1995.** “Intelligent Agents: Theory and Practice, Knowledge Engineering Review”, Cambridge University Press, Vol 10, nº2.

**Zhou, Z., Chan, W., e Chow, J., 2009.** “Agent-based simulation of electricity markets: a survey of tools”, Artificial Intelligence Review, Vol. 28, nº4, pp. 305-342.

**Zhou, Z., Zhao, F., e Wang, J., 2011.** “Agent-Based Electricity Market Simulation With Demand Response From Commercial Buildings”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 2, Nº 4.

**Zimmerman, R., Thomas, R. J., Gan, D., e Murillo-Sánchez, C., 1999.** “A Web-Based Platform for Experimental Investigation of Electric Power Auctions”, Decision Support Systems, Vol 24 (3-4), pp. 193-205.



## ANEXO A

Neste anexo são apresentados todas as hipóteses analisadas e que levaram à escolha do caso mais apropriado para o estudo nesta dissertação.

### A.1. PERFIL DE CONSUMO COM 6 CICLOS

#### A.1.1. Primeira Adaptação de Limites de Volumes

Assumiu-se para os períodos de cheia (das 8h às 20h) um aumento de 27% em relação ao perfil e uma redução de 25%. Em relação aos períodos de vazio (das 00h às 8h e das 20h às 00h), considerou-se um aumento de 17% e uma redução de 15%.

Estes limites foram determinados de forma intuitiva de modo a preservar uma margem de manobra entre os consumos de energia.

Tabela A.1 - Valores da primeira adaptação de Limites de Volumes

Períodos	Horas	Limites Máximos (kWh)	Limites Mínimos (kWh)
1	00h-4h	71,86	52,21
2	4h-8h	102,14	74,21
3	8h-12h	150,98	89,16
4	12h-16h	144,35	85,25
5	16h-20h	126,89	74,93
6	20h-24h	84,45	61,35

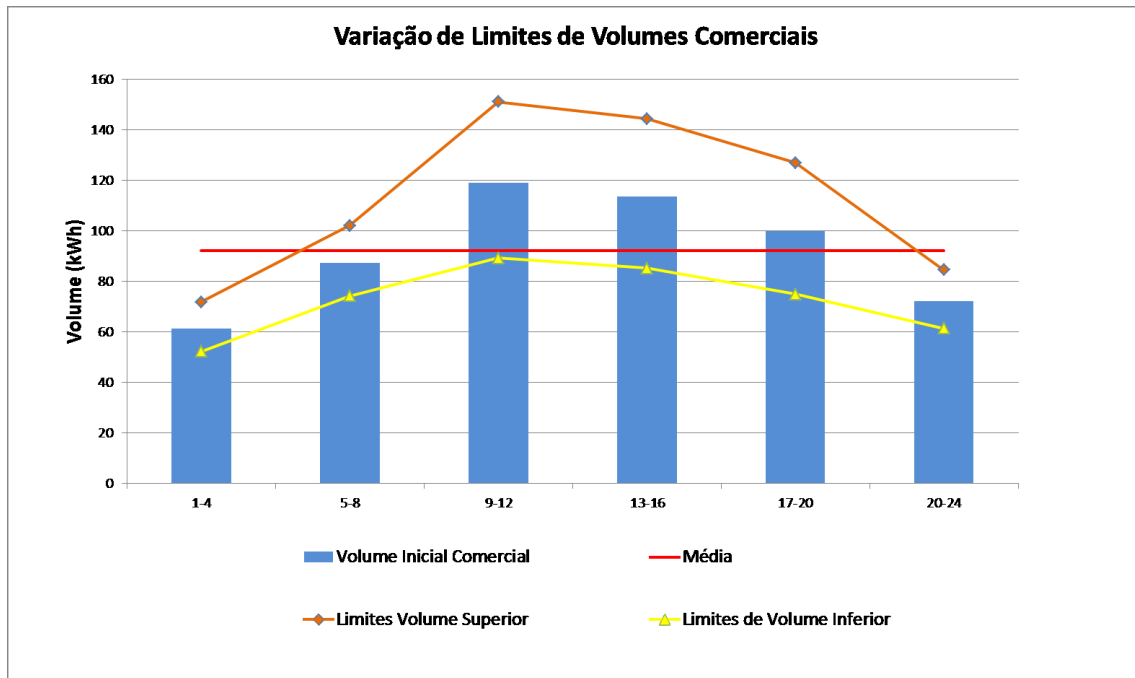


Fig. A.1- Primeira Variação de limites de volumes comerciais

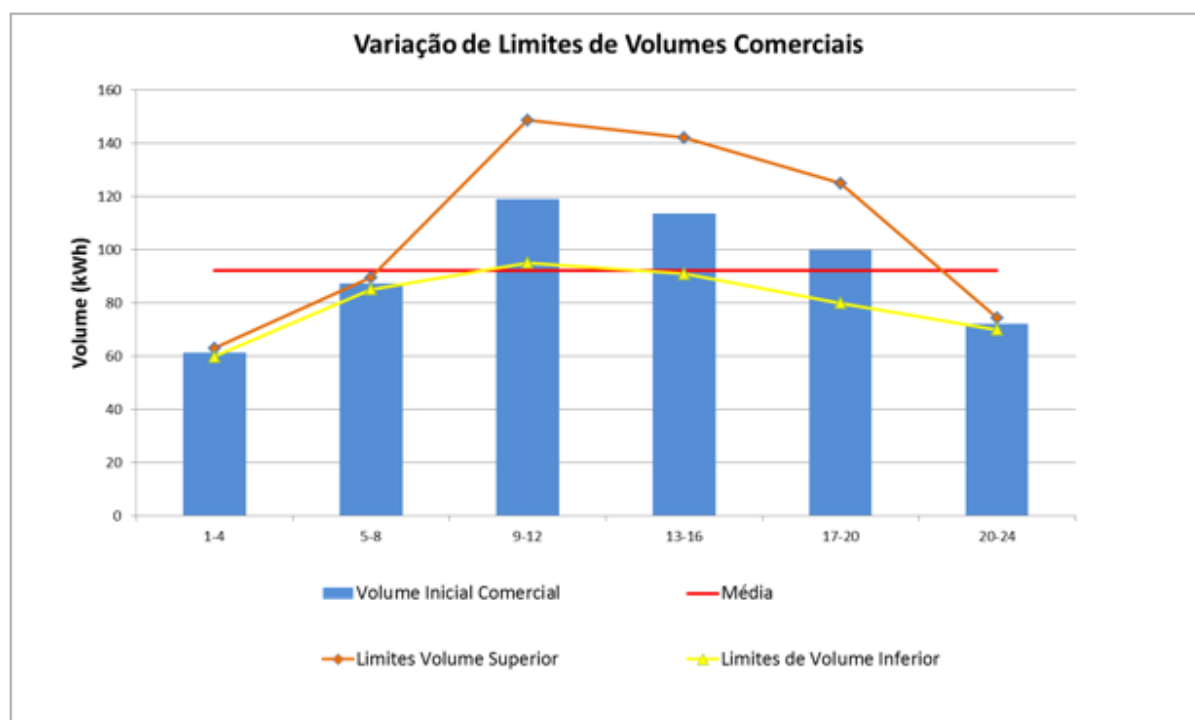
### A.1.2. Segunda Adaptação dos limites de volumes

Assumiu-se para os períodos de cheia um aumento de 25% em relação ao perfil e uma redução de 20%. Em relação aos períodos de vazão considerou-se um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 2.5%.

Estes limites foram determinados de forma intuitiva de modo a preservar uma margem de manobra entre os consumos de energia.

**Tabela A.2** – Valores da segunda adaptação dos limites de volumes

Períodos	Horas	Limites Máximos (kWh)	Limites Mínimos (kWh)
1	00h-4h	62,96	59,88
2	4h-8h	89,48	85,12
3	8h-12h	148,60	95,10
4	12h-16h	142,08	90,93
5	16h-20h	124,89	79,93
6	20h-24h	73,98	70,38



**Fig. A.2** - Segunda Variação de limites de volumes comerciais



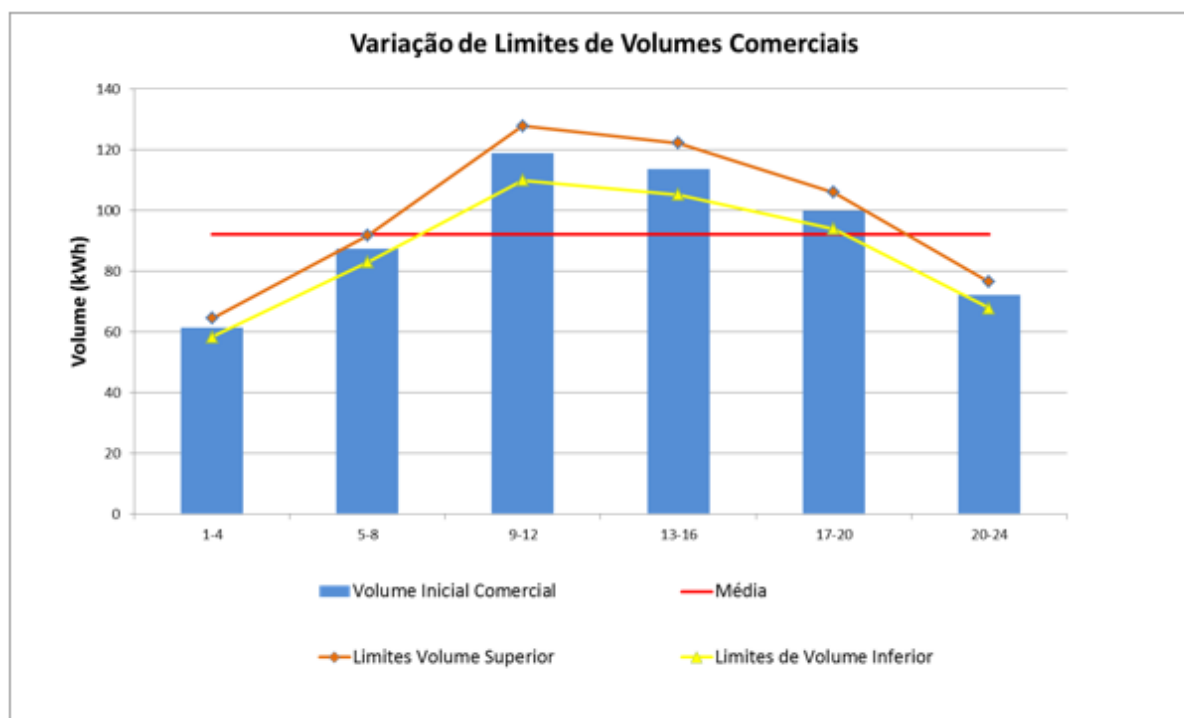
### A.1.3. Terceira Adaptação dos limites de volumes

Assumiu-se para os períodos de cheia (das 8h às 16h) um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 7.5% em relação ao perfil. Em relação aos períodos de vazio (das 00h às 8h) considerou-se um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 5%. Em relação aos períodos de ponta (das 16h às 24h) considerou-se um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 6%.

Estes limites foram determinados de forma intuitiva de modo a preservar uma margem de manobra entre os consumos de energia.

**Tabela A.3** – Valores da terceira adaptação dos limites de volumes

Períodos	Horas	Limites Máximos (kWh)	Limites Mínimos (kWh)
1	00h-4h	64,49	58,35
2	4h-8h	91,67	82,94
3	8h-12h	127,80	109,96
4	12h-16h	122,18	105,14
5	16h-20h	105,90	93,92
6	20h-24h	76,51	67,85



**Fig. A.3** - Terceira Variação de limites de volumes comerciais

#### A.1.4. Adaptação de Limites de Preços

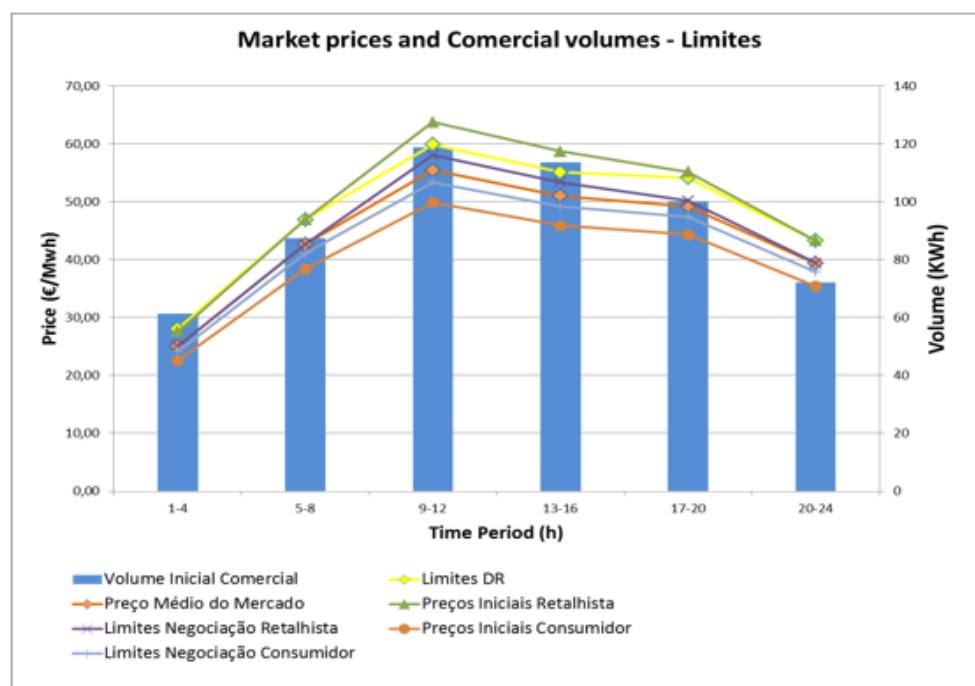
Considerando os preços médios do mercado *Nordpool* (NordPoolSpot, 2014) calcularam-se:

- Os preços iniciais do retalhista durante os períodos 1, 2 e 6 com um aumento de 10% em relação aos preços médios do mercado, de 15% nos períodos 3 e 4, e de 12% no período 5;
- Os limites de negociação do retalhista foram calculados retirando 9% aos seus preços iniciais;
- Os preços iniciais do consumidor foram calculados retirando 10% aos preços médios do mercado, sendo que os limites de negociação têm um excedente de 7% em relação aos preços iniciais do consumidor;
- Os limites de preço PAC têm os pesos de 8%, 10% e 12% considerando 8% para preços maiores que 51€/MWh, 10% para o intervalo entre ]31; 50[ €/MWh e de 12% para um preço máximo até 30€/MWh.

Estes limites foram determinados de forma intuitiva de modo a preservar uma margem de manobra entre os preços da energia.

**Tabela A.4** – Valores da adaptação de Limites de Preços

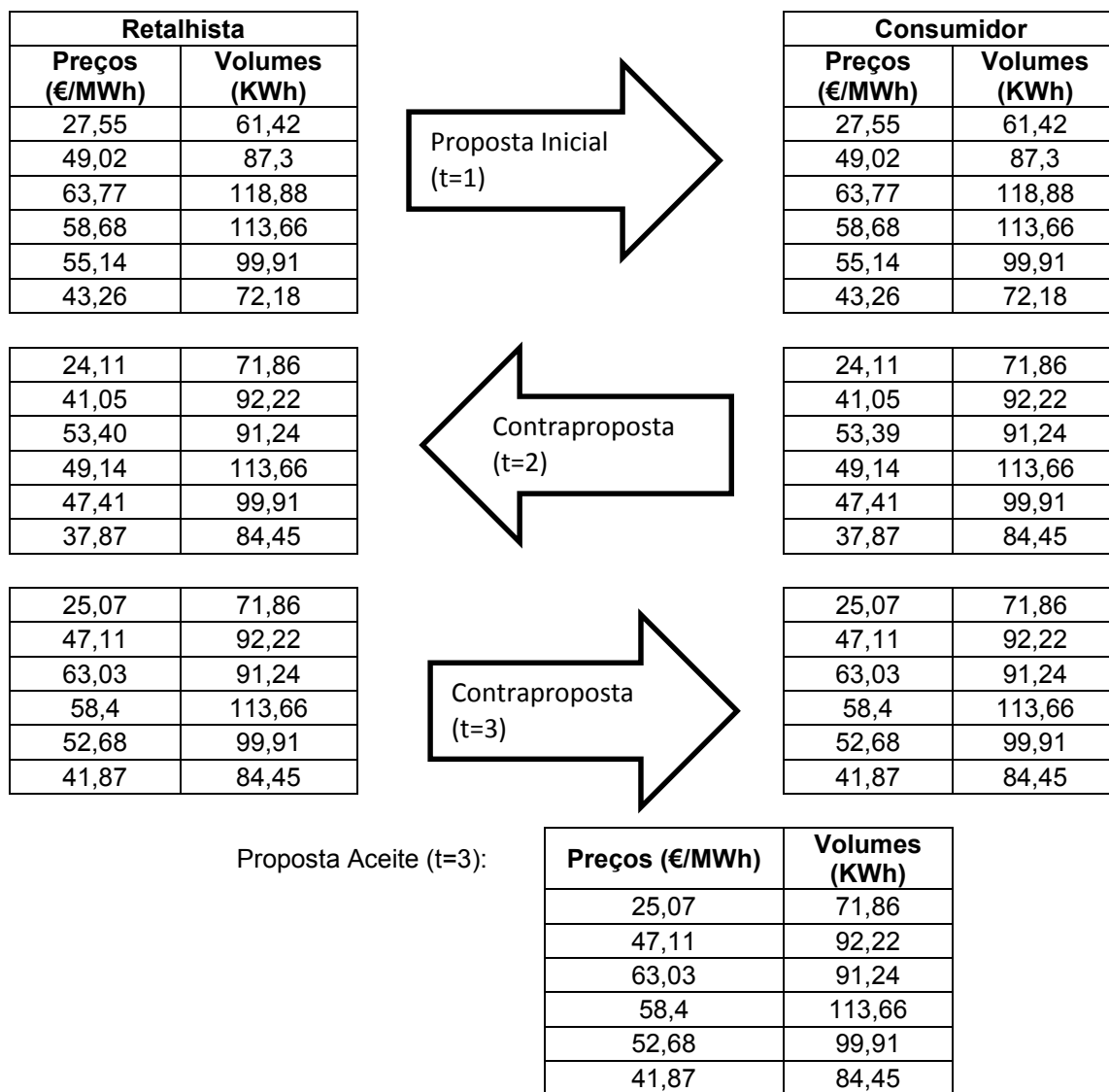
Períodos	Preços Médios do Mercado (€/MWh)	Limites de Preço PAC (€/MWh)	Preços Iniciais do Retalhista (€/MWh)	Limites de Negociação do Retalhista (€/MWh)	Preços Iniciais do Consumidor (€/MWh)	Limites de Negociação do Consumidor (€/MWh)
1	25,04	28,05	27,55	25,07	22,54	24,11
2	42,63	46,89	46,89	42,67	38,37	41,05
3	55,45	59,88	63,77	58,03	49,90	53,40
4	51,02	55,11	58,68	53,40	45,92	49,14
5	49,23	54,16	55,14	50,18	44,31	47,41
6	39,33	43,26	43,26	39,37	35,39	37,87

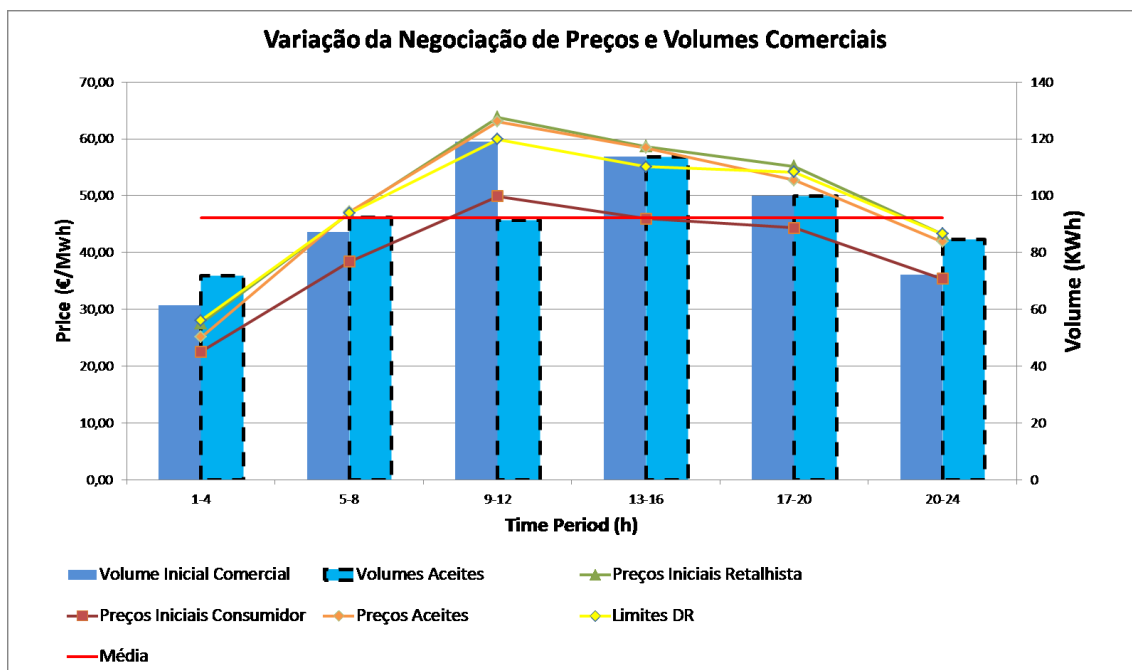


**Fig. A.4** - Variação de limites de volumes comerciais em comparação com os preços de mercado

## A.2. CRITÉRIO 1- OS VOLUMES NÃO PODEM EXCEDER A MÉDIA DE VOLUMES:

A.2.1. Esta simulação foi aplicada usando a primeira variação de limites de volumes descritos na secção A.1.1





**Fig. A.5** – Simulação da primeira variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 1

#### Análise de resultados:

Considerando um dia a funcionar a 80%, tendo o seu máximo de 120kWh às 9h e o mínimo de 58kWh à 1h. A percentagem de 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos Dispositivos Genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 KWh.

**Tabela A.5** – Análise dos consumos após a simulação com o Critério 1, primeira variação de volumes.

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com Demand (kWh)
1	00h-4h	61,42	71,86
2	4h-8h	87,3	92,22
3	8h-12h	118,88	91,24
4	12h-16h	113,66	113,66
5	16h-20h	99,91	99,91
6	20h-24h	72,18	84,45

**Tabela A.6** - Tabela com a análise dos preços após a simulação com o Critério 1, primeira variação de volumes.

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-4h	27,55	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4
5	16h-20h	55,14	52,68
6	20h-24h	43,26	41,87
<b>Total</b>		297,42	288,16

Tabela A.7 é referente à análise dos resultados em número de dispositivos a funcionar antes e de depois de se aplicar a PAC.

**Tabela A.7** - Tabela com a análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 1, primeira variação de volumes.

Período	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar	
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR
1	00h-4h	AVAC's	5	6
		Informática	34	40
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
2	4h-8h	AVAC's	8	8
		Informática	32	40
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
3	8h-12h	AVAC's	8	4
		Informática	180	180
		Iluminação	150	120
		Dispositivos Genéricos	2	2
4	12h-16h	AVAC's	7	7
		Informática	180	180
		Iluminação	130	130
		Dispositivos Genéricos	2	2
5	16h-20h	AVAC's	7	7
		Informática	170	170
		Iluminação	110	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
6	20h-24h	AVAC's	6	7
		Informática	40	40
		Iluminação	34	34
		Dispositivos Genéricos	1	1

No período 1, o consumo aumenta ligeiramente, pois existe margem de manobra nos limites de volume. Considera-se inicialmente a funcionar 5 AVAC's, 34 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC a diferença surge com o funcionamento de mais um AVAC mais 6 Informática e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

No período 2, o consumo aumenta ligeiramente pois existe margem de manobra nos limites de volume. Considera-se inicialmente a funcionar 8 AVAC's, 32 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e um Dispositivo Genérico. Ao aplicar a PAC a diferença surge com o funcionamento de mais 8 dispositivos de Informática e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

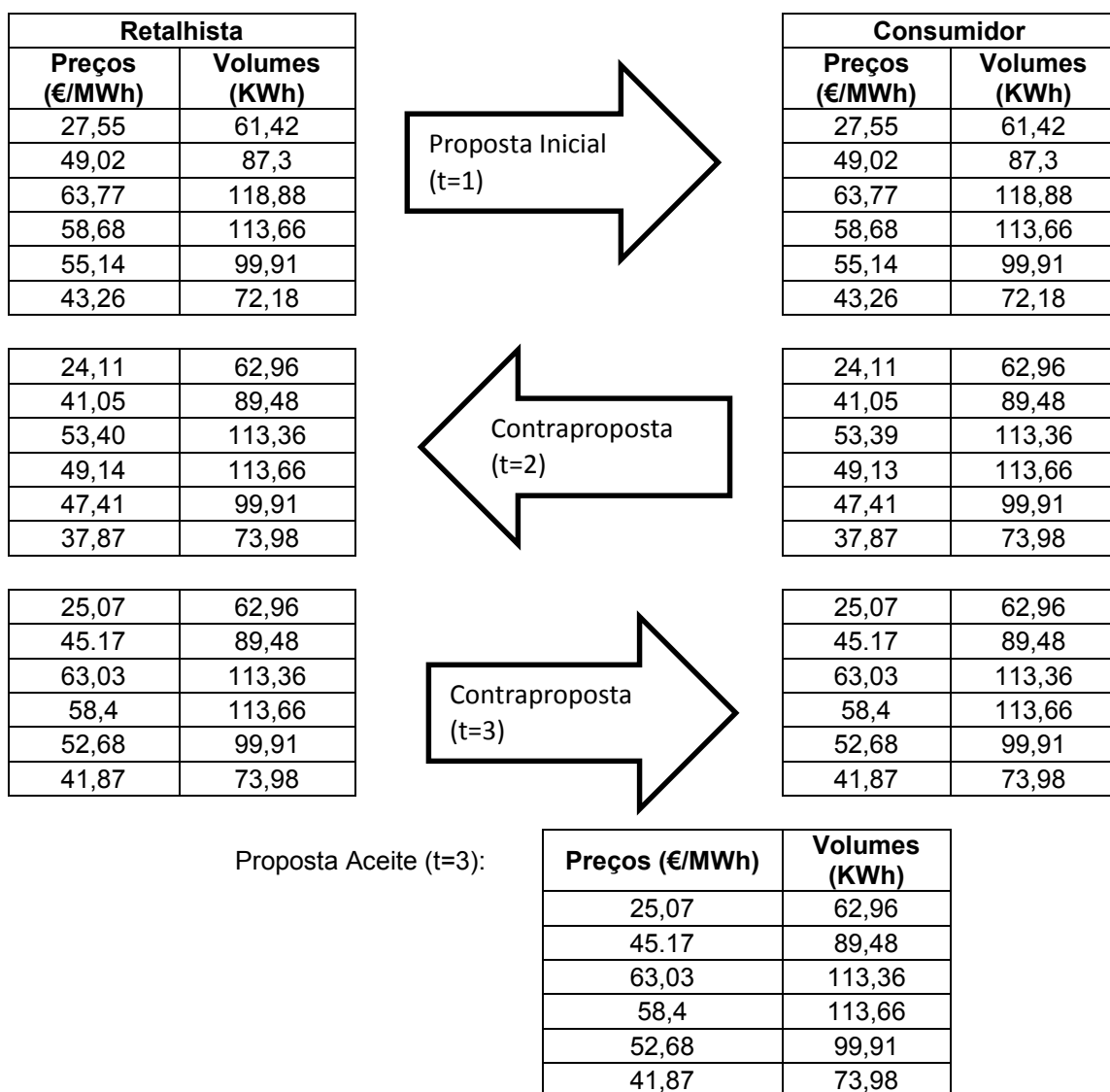
O período 3, com 90% dos equipamentos a funcionar 8 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 150 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos. Ao aplicar a PAC a redução dá-se diminuindo o número de AVAC's para 4, e mantendo-se todos os outros a funcionarem de igual modo.

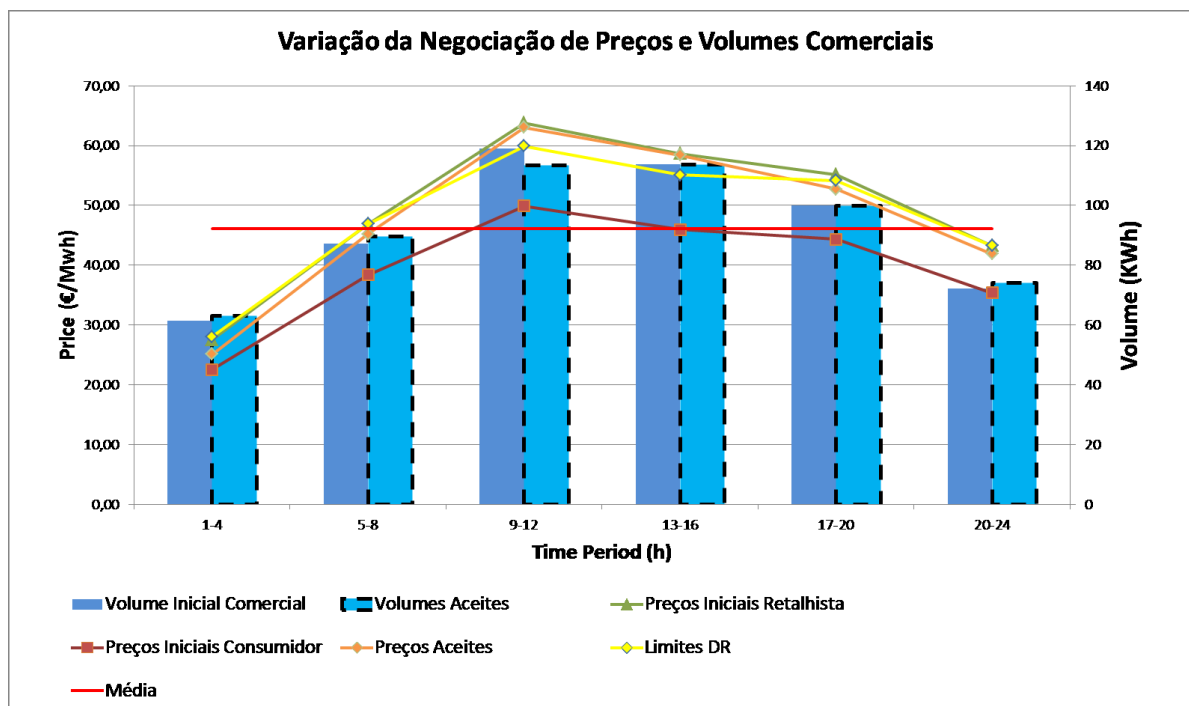
No período 4, não se observam alterações de consumo pois é um período em que não é possível desligar os aparelhos, existindo a funcionar 7 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 130 unidades de iluminação e 2 dispositivos genéricos.

No período 5, com 75% dos equipamentos a funcionar: 7 AVAC's, 170 dispositivos de informática, 110 unidades de iluminação e metade dispositivos genéricos, não se observam alterações de consumo.

No período 6, o consumo aumenta ligeiramente, pois existe margem de manobra nos limites de volume. Consideram-se inicialmente a funcionar 6 AVAC's, 40 dispositivos de informática, 34 unidades de iluminação e um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC a diferença surge com o funcionamento de mais um AVAC mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

**A.2.2. Esta simulação foi aplicada usando a segunda variação de limites de volumes descritos na secção A.1.2**





**Fig. A.6** - Simulação da segunda variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 1

#### Análise de resultados:

Considerando um dia a funcionar a 80% tendo o seu máximo de 120kWh às 9h e o mínimo de 58kWh à 1h. A percentagem de 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 KWh.

**Tabela A.8** - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 1, segunda variação de volumes.

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com Demand (kWh)
1	00h-4h	61,42	62,96
2	4h-8h	87,3	89,48
3	8h-12h	118,88	113,36
4	12h-16h	113,66	113,66
5	16h-20h	99,91	99,91
6	20h-24h	72,18	73,98

**Tabela A.9** - Análise dos preços após a simulação com o Critério 1, segunda variação de volumes.

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-4h	27,55	25,07
2	4h-8h	49,02	45,17
3	8h-12h	63,77	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4
5	16h-20h	55,14	52,68
6	20h-24h	43,26	41,87
<b>Total</b>		297,42	303,05

Tabela A.10 é referente à análise dos resultados em número de dispositivos a funcionar antes de depois de se aplicar a PAC.

**Tabela A.10** - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 1, segunda variação de volumes.

Períodos	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar	
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR
1	00h-4h	AVAC's	5	5
		Informática	34	34
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
2	4h-8h	AVAC's	8	8
		Informática	32	34
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
3	8h-12h	AVAC's	8	7
		Informática	180	180
		Iluminação	150	120
		Dispositivos Genéricos	2	2
4	12h-16h	AVAC's	7	7
		Informática	180	180
		Iluminação	130	130
		Dispositivos Genéricos	2	2
5	16h-20h	AVAC's	7	7
		Informática	170	170
		Iluminação	110	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
6	20h-24h	AVAC's	6	6
		Informática	40	40
		Iluminação	34	30
		Dispositivos Genéricos	1	1

No período 1, não se observam alterações de consumo de dispositivos a funcionar 5 AVAC's, 34 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e um dispositivo genérico pois é um período em que não se observam alterações.

No período 2, o consumo diminui ligeiramente. Consideram-se inicialmente a funcionar 8 AVAC's, 32 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC a diferença surge com o funcionamento de menos 2 dispositivos Informática e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

O período 3, com 90% dos equipamentos a funcionar 8 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 150 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos. Ao aplicar a DR a redução dá-se diminuindo o número de AVAC's para 7 e o número de unidades de iluminação para 120, e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

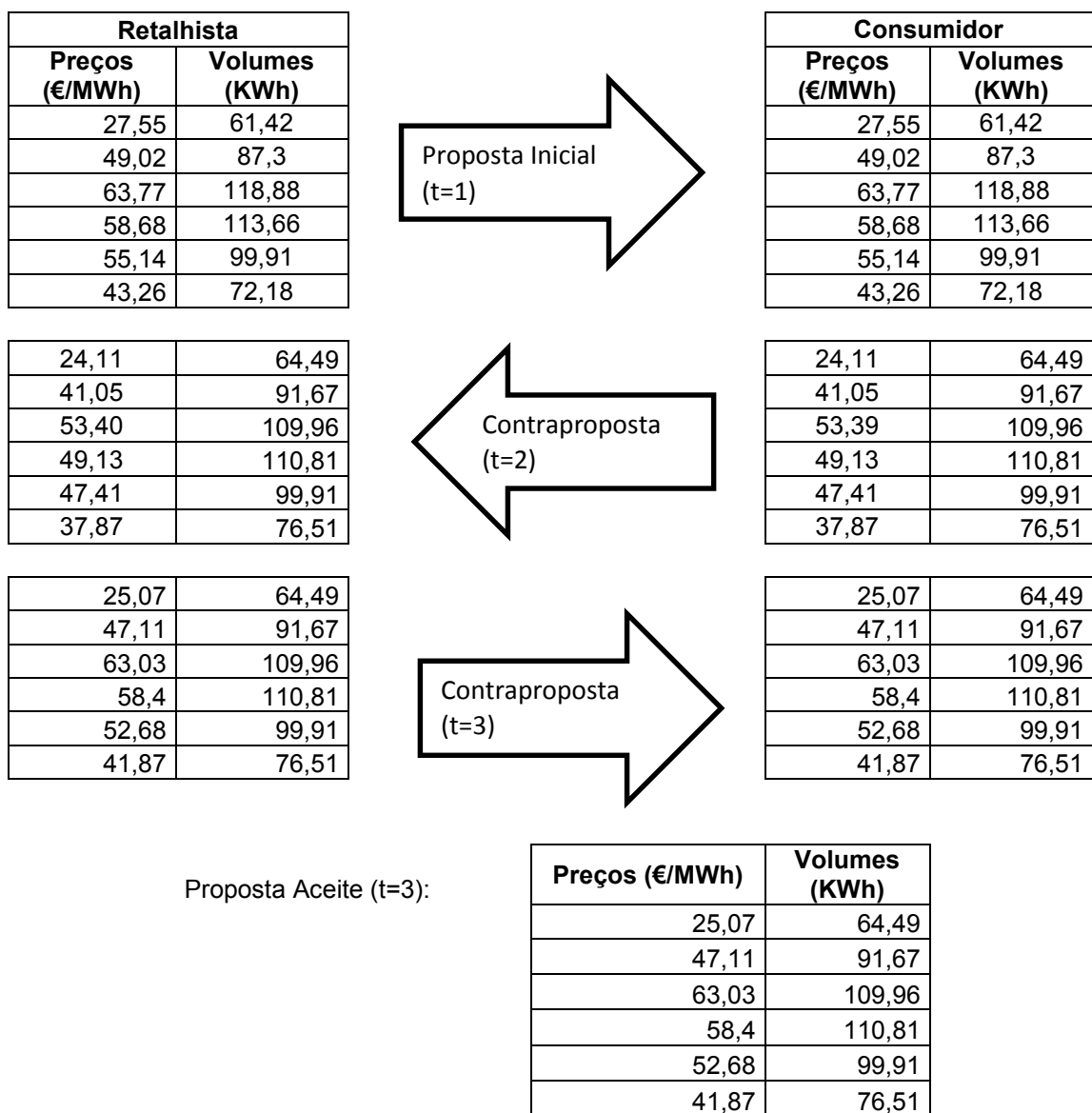
No período 4, não se observam alterações de consumo pois é um período em que não é possível desligar os aparelhos, existindo a funcionar 7 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 130 unidades de iluminação e 2 dispositivos genéricos.

No período 5, com 75% dos equipamentos a funcionar 7 AVAC's, 170 dispositivos de informática, 110 unidades de iluminação e metade dispositivos genéricos, não se observam alterações de consumo.

No período 6, o consumo diminui ligeiramente pois existe margem de manobra nos limites de volume. Considera-se inicialmente a funcionar: 6 AVAC's, 40 dispositivos de informática, 34 unidades de iluminação e um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC a diferença surge com o funcionamento de menos 4 Iluminação e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.



**A.2.3. Esta estratégia foi aplicada usando a 3ª variação de limites de volumes descritos na secção A.1.3**



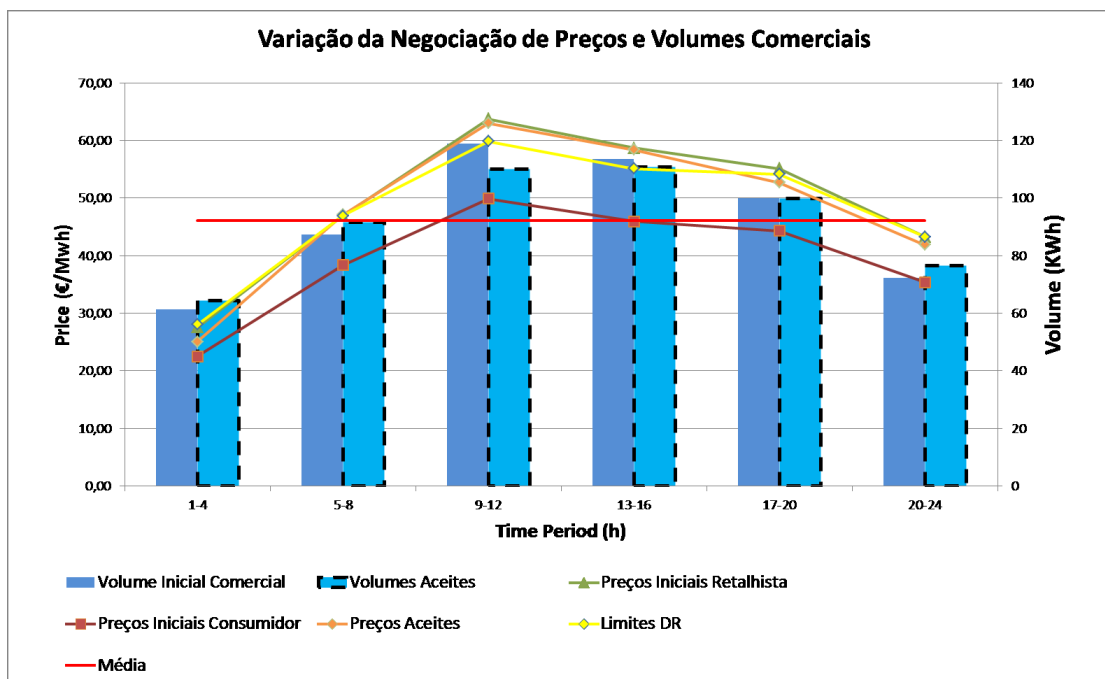


Fig. A.7 - Simulação da terceira variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 1

#### Análise dos resultados:

Considerando um dia a funcionar a 80% tendo o seu máximo de 120kWh às 9h e o mínimo de 58kWh à 1h. A percentagem de 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos Dispositivos Genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 kWh..

Tabela A.11 - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 1, terceira variação de volumes.

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com <i>Demand</i> (kWh)
1	00h-4h	61,42	64,49
2	4h-8h	87,3	91,67
3	8h-12h	118,88	109,96
4	12h-16h	113,66	110,81
5	16h-20h	99,91	99,91
6	20h-24h	72,18	76,51

Tabela A.12 - Análise dos preços após a simulação com o Critério 1, terceira variação de volumes.

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-4h	27,55	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4
5	16h-20h	55,14	52,68
6	20h-24h	43,26	41,87
Total		297,42	288,16

Tabela A.13 é referente à análise dos resultados em número de dispositivos a funcionar antes de depois de se aplicar a PAC.

**Tabela A.13** - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 1, terceira variação de volumes.

Período	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar	
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR
1	00h-4h	AVAC's	5	6
		Informática	34	34
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
2	4h-8h	AVAC's	8	9
		Informática	32	36
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
3	8h-12h	AVAC's	8	7
		Informática	180	170
		Iluminação	150	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
4	12h-16h	AVAC's	7	7
		Informática	180	170
		Iluminação	130	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
5	16h-20h	AVAC's	7	7
		Informática	170	170
		Iluminação	110	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
6	20h-24h	AVAC's	6	7
		Informática	40	40
		Iluminação	34	40
		Dispositivos Genéricos	1	1

No período 1, não se observam alterações de consumo de dispositivos a funcionar: 5 AVAC's, 34 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e um dispositivo genérico pois é um período em que não se observam alterações.

No período 2, o consumo aumenta ligeiramente. Consideram-se inicialmente a funcionar 8 AVAC's, 32 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC a diferença surge com o funcionamento de mais 4 dispositivos de informática e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

O período 3, com 90% dos equipamentos a funcionar: 8 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 130 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos. Ao aplicar a DR a redução dá-se diminuindo o número de AVAC's para 7, o número de dispositivos de informática para 170 e o número de unidades de iluminação para 110, e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

No período 4, com 85% dos equipamentos a funcionar: 7 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 130 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos. Ao aplicar a PAC a redução dá-se diminuindo o número de dispositivos de informática para 170 e o número de unidades de iluminação para 110, e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

No período 5, com 75% dos equipamentos a funcionar: 7 AVAC's, 170 dispositivos de informática, 110 unidades de iluminação e metade dispositivos genéricos não se observam alterações de consumo.

No período 6, o consumo aumenta ligeiramente pois existe margem de manobra nos limites de volume. Considera-se inicialmente a funcionar 6 AVAC's, 40 dispositivos de informática, 34 unidades de iluminação e um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC a diferença surge com o funcionamento de mais 6 unidades de iluminação e mantendo-se todos os outros aparelhos a funcionar de igual modo.

#### A.2.4. Conclusões do Primeiro Critério

Nesta secção irá ser abordada qual a variação de limites de volumes que melhor satisfaz o nível monetário e o nível de consumo do consumidor para as três abordagens diferentes de variação de limites.

**Tabela A.14** – Comparação de consumos finais entre as três simulações efetuados com o critério 1 e o consumo habitual

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com <i>Demand</i> (kWh)		
			1.1	1.2	1.3
1	00h-4h	61,42	71,86	62,96	64,49
2	4h-8h	87,3	92,22	89,48	91,67
3	8h-12h	118,88	91,24	113,36	109,96
4	12h-16h	113,66	113,66	113,66	110,81
5	16h-20h	99,91	99,91	99,91	99,91
6	20h-24h	72,18	84,45	73,98	76,51

**Tabela A.15** - Comparação dos custos finais entre as três simulações efetuados com o critério 1 e o preço do retalhista

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)		
			1.1	1.2	1.3
1	00h-4h	27,55	25,07	25,07	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11	45,17	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03	63,03	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4	58,4	58,4
5	16h-20h	55,14	52,68	52,68	52,68
6	20h-24h	43,26	41,87	41,87	41,87
<b>Total</b>		297,42	288,16	303,05	288,16

Através da tabela 2, pode-se concluir que a segunda simulação neste critério prejudica o consumidor monetariamente, pois o valor total a pagar por dia é maior. Conjugando a informação da tabela 1 e da tabela 3, a segunda e a terceira simulação são as que têm um consumo mais uniforme. Ou seja, nos períodos de vazio (entre a 00h e as 8h) a variação de consumo nessas simulações é menor em relação ao consumo habitual. Observando o período 3, a primeira simulação tem uma queda de consumo maior, logo as simulações 2 e 3, tornam-se favoritas. Em relação ao período 4, a terceira simulação é a única que varia em relação ao consumo habitual. O período 5 é estático nas três simulações a nível de consumo, bem como a nível monetário. No período 6, volta-se a verificar que a segunda e a terceira simulação são as que melhor representam a variação de volume, em relação ao consumo habitual.

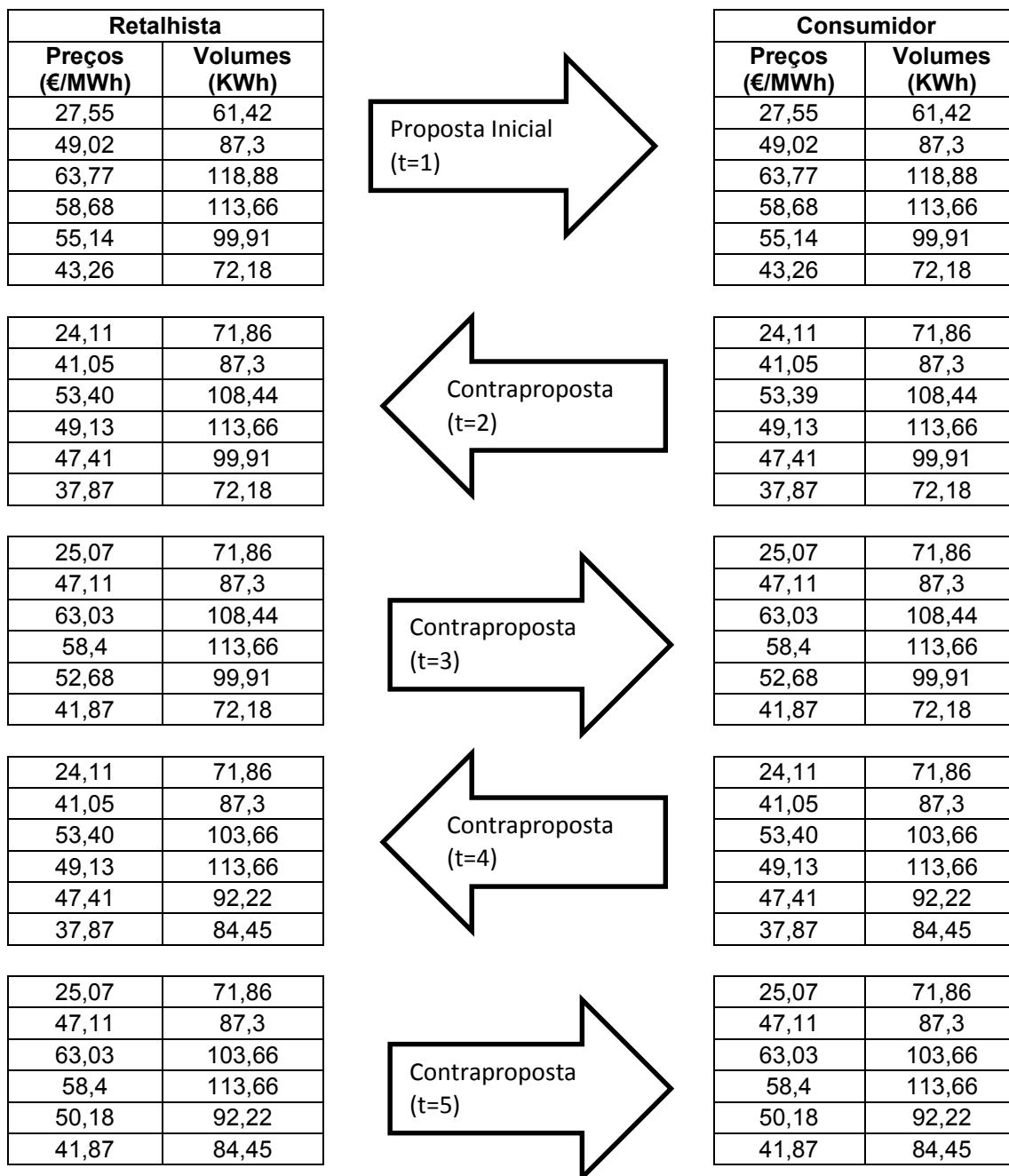
Analisando as três simulações para o critério 1, conclui-se que a terceira simulação é a que trás mais vantagem ao consumidor, pois é mais barato para o consumidor, e é a análise que alterar o perfil do consumidor, sem prejudicar drasticamente o seu consumo.

**Tabela A.16** – Comparação dos dispositivos que ligam/desligam entre as três simulações efetuados com o critério 1 e o consumo habitual

Período	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar			
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR		
				1.1	1.2	1.3
1	00h-4h	AVAC's	5	6	5	6
		Informática	34	40	34	34
		Iluminação	30	30	30	30
		<i>Dispositivos Genéricos</i>	1	1	1	1
2	4h-8h	AVAC's	8	8	8	9
		Informática	32	40	34	36
		Iluminação	30	30	30	30
		<i>Dispositivos Genéricos</i>	1	1	1	1
3	8h-12h	AVAC's	8	4	7	7
		Informática	180	180	180	170
		Iluminação	150	120	120	110
		<i>Dispositivos Genéricos</i>	2	2	2	2
4	12h-16h	AVAC's	7	7	7	7
		Informática	180	180	180	170
		Iluminação	130	130	130	110
		<i>Dispositivos Genéricos</i>	2	2	2	2
5	16h-20h	AVAC's	7	7	7	7
		Informática	170	170	170	170
		Iluminação	110	110	110	110
		<i>Dispositivos Genéricos</i>	2	2	2	2
6	20h-24h	AVAC's	6	7	6	7
		Informática	40	40	40	40
		Iluminação	34	34	30	40
		<i>Dispositivos Genéricos</i>	1	1	1	1

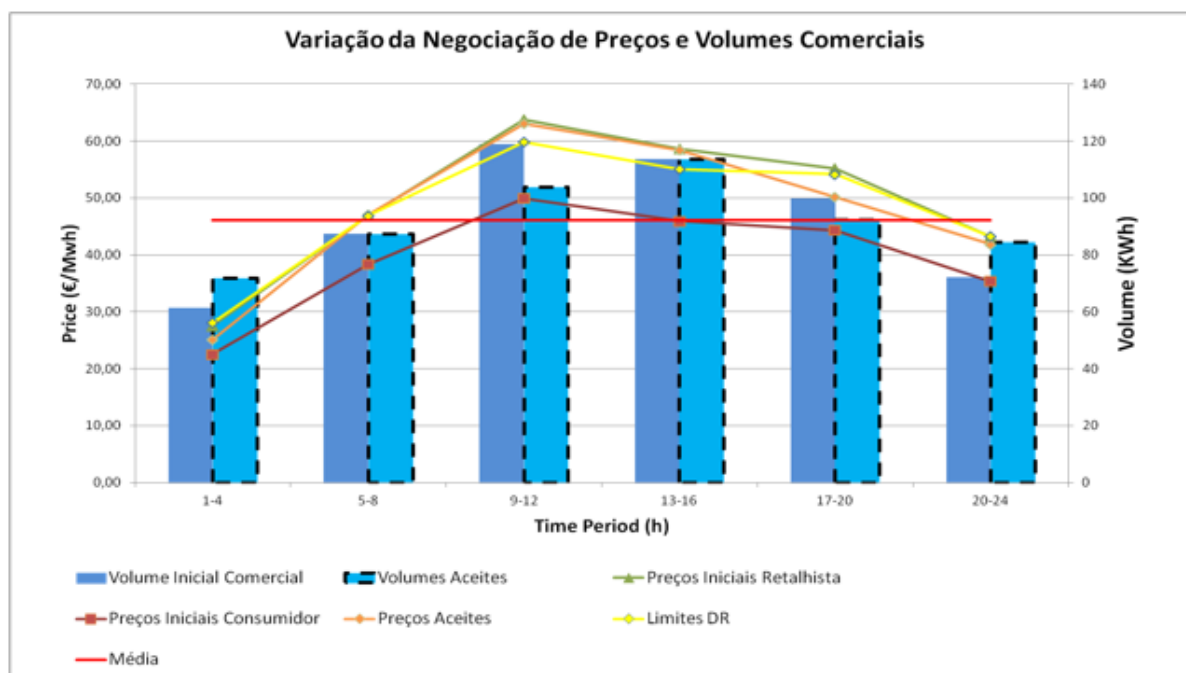
### A.3. CRITÉRIO 2 – CONTROLO DE PREÇOS E VOLUMES ACIMA DA MÉDIA DE VOLUMES:

A.3.1. Esta simulação foi aplicada usando a 1ª variação de limites de volumes descritos na secção A.1.1



Proposta Aceite (t=5):

Preços (€/MWh)	Volumes (KWh)
25,07	71,86
47,11	87,3
63,03	103,85
58,4	113,66
50,18	92,22
41,87	84,45



**Fig. A.8** - Simulação da primeira variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 2

### Análise de resultados:

Considerando um dia a funcionar a 80% tendo o seu máximo de 120kWh às 9h e o mínimo de 58kWh à 1h. A percentagem de 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos Dispositivos Genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 kWh.

**Tabela A.17** - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 2, primeira variação de volumes.

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com <i>Demand</i> (kWh)
1	00h-4h	61,42	71,86
2	4h-8h	87,3	87,3
3	8h-12h	118,88	103,85
4	12h-16h	113,66	113,66
5	16h-20h	99,91	92,22
6	20h-24h	72,18	84,45

**Tabela A.18** - Análise dos preços após a simulação com o Critério 2, primeira variação de volumes.

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-4h	27,55	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4
5	16h-20h	55,14	50,18
6	20h-24h	43,26	41,87
<b>Total</b>		297,42	285,66

Tabela A.19 é referente à análise dos resultados em número de dispositivos a funcionar antes de depois de se aplicar a PAC.

**Tabela A.19** - Análise dos Dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 2, primeira variação de volumes.

Período	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar	
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR
1	00h-4h	AVAC's	5	6
		Informática	34	40
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
2	4h-8h	AVAC's	8	8
		Informática	32	32
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
3	8h-12h	AVAC's	8	6
		Informática	180	170
		Iluminação	150	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
4	12h-16h	AVAC's	7	7
		Informática	180	180
		Iluminação	130	130
		Dispositivos Genéricos	2	2
5	16h-20h	AVAC's	7	6
		Informática	170	170
		Iluminação	110	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
6	20h-24h	AVAC's	6	7
		Informática	40	40
		Iluminação	34	40
		Dispositivos Genéricos	1	1

No período 1 o consumo aumenta ligeiramente pois existe margem de manobra nos limites de volume. Considera-se inicialmente a funcionar 5 AVAC's, 34 Informática, 30 Iluminação e um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC a diferença surge com o funcionamento de mais um AVAC mais 6 Informática e mantendo-se todos os outros a funcionar de igual modo.

No período 2 não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 8 AVAC's, 32 Informática, 30 Iluminação e apenas um dispositivo genérico.

O período 3 com 90% dos equipamentos a funcionar (8 AVAC's, 180 Informática, 150 Iluminação e metade dos dispositivos genéricos). Ao aplicar a DR a redução dá-se diminuindo o número de AVAC's para 6, o número de Iluminação para 110 e os Informática para 170, mantendo-se os dispositivos genéricos.

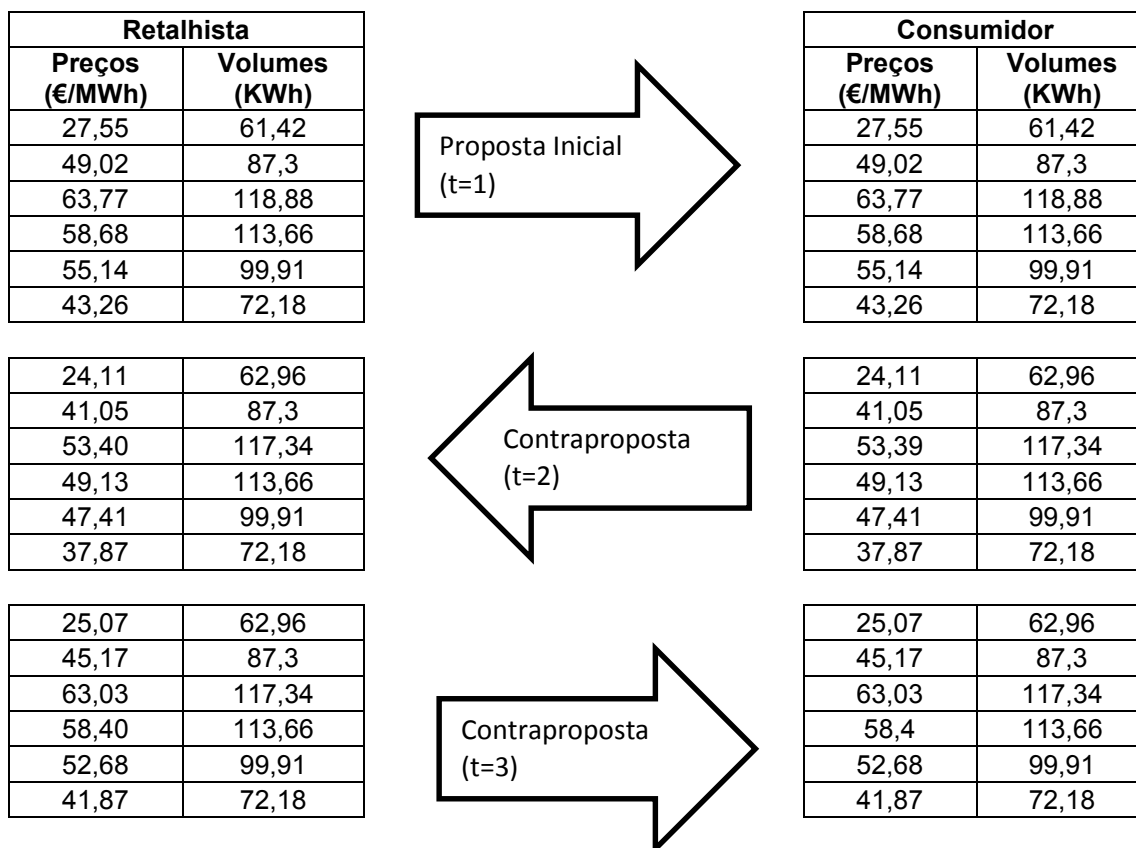
No período 4 não se observam alterações de consumo pois é um período em que não é possível desligar os aparelhos, existindo a funcionar 7 AVAC's, 180 Informática, 130 Iluminação e 2 dispositivos genéricos.

No período 5 com 75% dos equipamentos a funcionar (7 AVAC's, 170 Informática, 110 Iluminação e metade dispositivos genéricos). Ao aplicar a PAC apenas diminui o número de AVAC's para 6.

No período 6 o consumo aumenta ligeiramente pois existe margem de manobra nos limites de volume. Considera-se inicialmente a funcionar 6 AVAC's, 40 Informática, 34 Iluminação e um dispositivo genérico. Ao aplicar a DR a diferença surge com o funcionamento de mais um AVAC, 6 Iluminação e mantendo-se todos os outros a funcionar de igual modo.

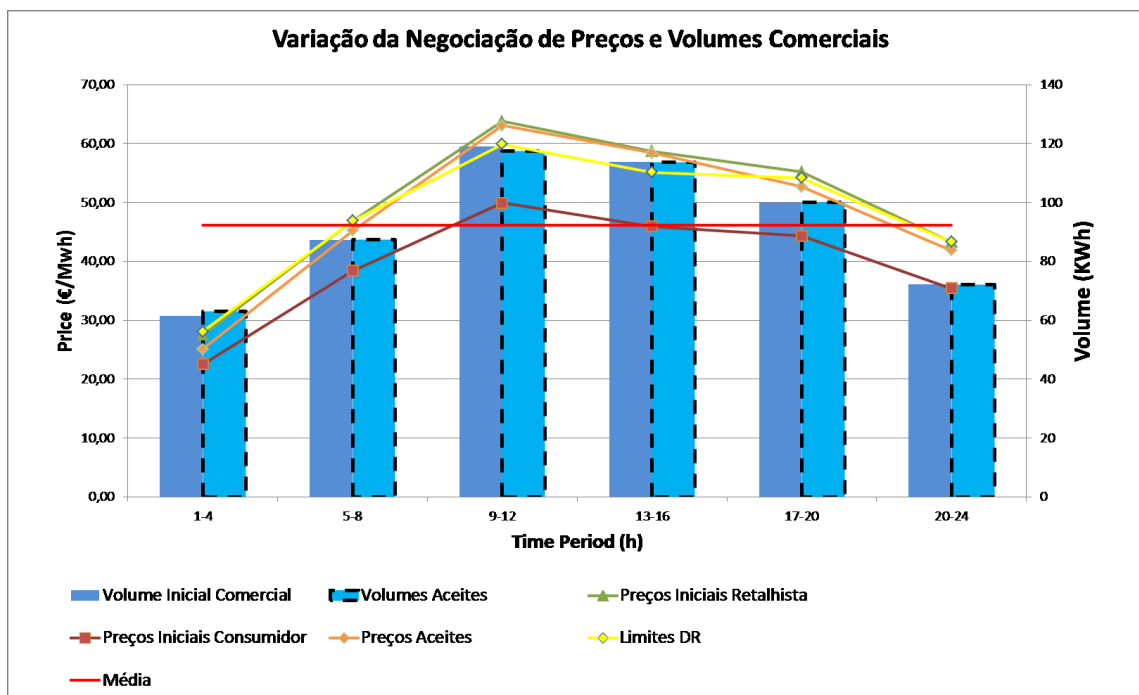


**A.3.2. Esta simulação foi aplicada usando a 2ª variação de limites de volumes descritos na secção A.1.2**



Proposta Aceite (t=3):

Preços (€/MWh)	Volumes (KWh)
25,07	62,96
45,17	87,3
63,03	117,34
58,4	113,66
52,68	99,91
41,87	72,18



**Fig. A.9** - Simulação da segunda variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 2

#### Análise de resultados:

Considerando um dia a funcionar a 80% tendo o seu máximo de 120kWh às 9h e o mínimo de 58kWh à 1h. A percentagem de 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos Dispositivos Genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 kWh.

**Tabela A.20** - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 2, segunda variação de volumes.

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com Demand (kWh)
1	00h-4h	61,42	62,96
2	4h-8h	87,3	87,3
3	8h-12h	118,88	117,34
4	12h-16h	113,66	113,66
5	16h-20h	99,91	99,91
6	20h-24h	72,18	72,18

**Tabela A.21** - Análise dos preços após a simulação com o Critério 2, segunda variação de volumes.

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-4h	27,55	25,07
2	4h-8h	49,02	45,17
3	8h-12h	63,77	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4
5	16h-20h	55,14	52,68
6	20h-24h	43,26	41,87
<b>Total</b>		297,42	286,22

Esta análise demonstra que a estratégia fica estática usando este limites. A tabela abaixo é referente à análise dos resultados em nº de dispositivos a funcionar antes de depois de se aplicar a DR.

**Tabela A.22** - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 2, segunda variação de volumes.

Período	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar	
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR
1	00h-4h	AVAC's	5	6
		Informática	34	34
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
2	4h-8h	AVAC's	8	8
		Informática	32	32
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
3	8h-12h	AVAC's	8	8
		Informática	180	170
		Iluminação	150	140
		Dispositivos Genéricos	2	2
4	12h-16h	AVAC's	7	7
		Informática	180	180
		Iluminação	130	130
		Dispositivos Genéricos	2	2
5	16h-20h	AVAC's	7	7
		Informática	170	170
		Iluminação	110	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
6	20h-24h	AVAC's	6	6
		Informática	40	40
		Iluminação	34	34
		Dispositivos Genéricos	1	1

No período 1, não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 5 AVAC's, 34 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e apenas um dispositivo genérico.

No período 2, não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 8 AVAC's, 32 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e apenas um dispositivo genérico.

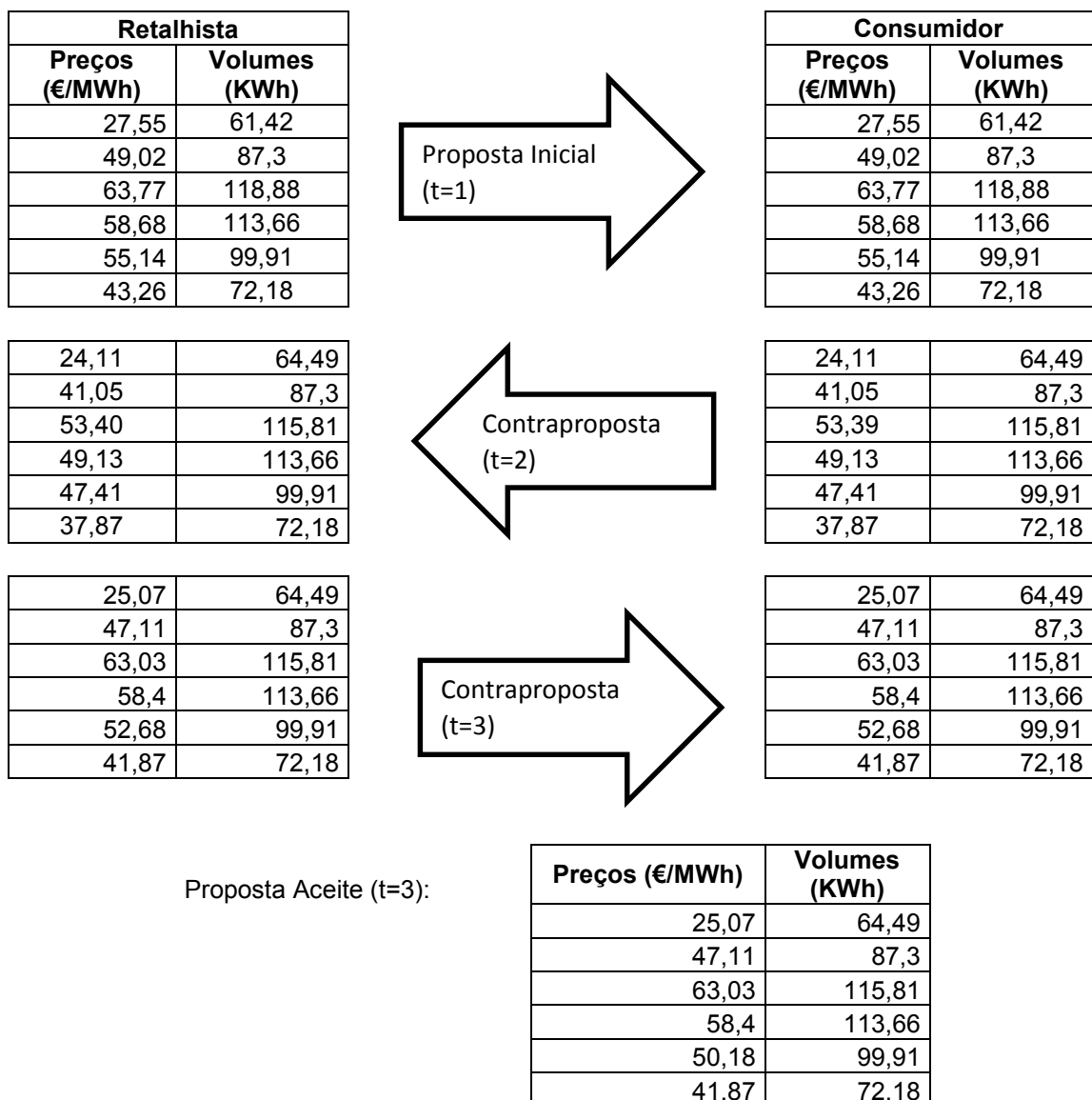
O período 3, com 90% dos equipamentos a funcionar: 8 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 150 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos. Ao aplicar a PAC a redução dá-se diminuindo o número de unidades de iluminação para 140 e os dispositivos de informática para 170, mantendo-se os dispositivos genéricos.

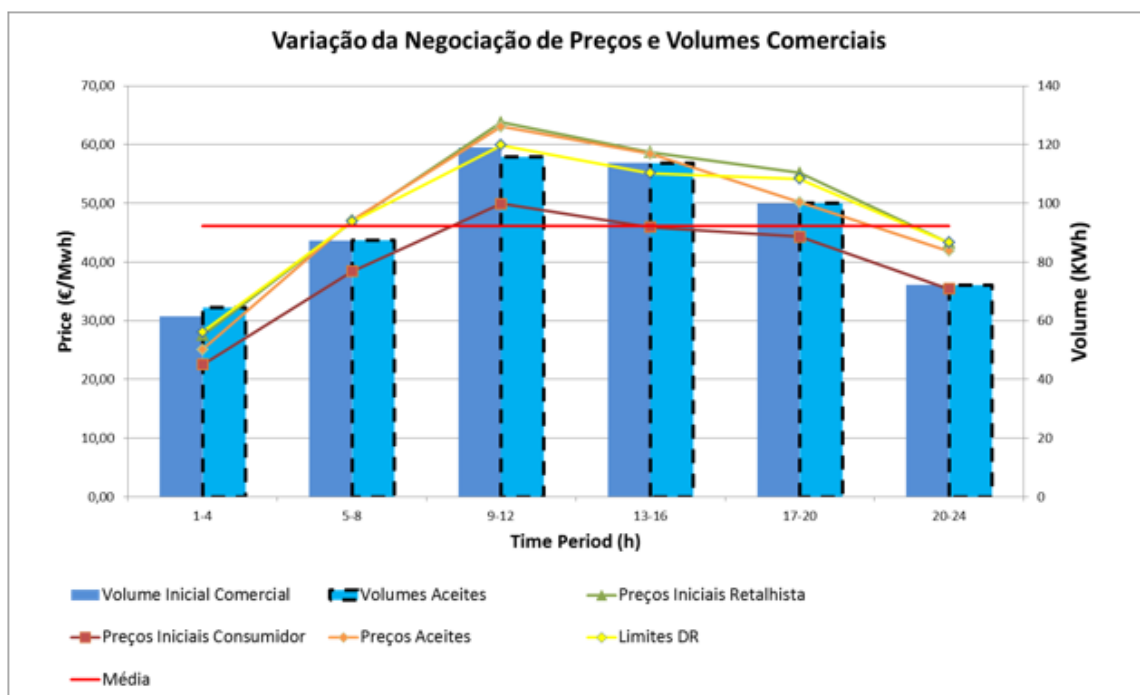
No período 4, não se observam alterações de consumo pois é um período em que não é possível desligar os aparelhos, existindo a funcionar 7 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 130 unidades de iluminação e 2 dispositivos genéricos.

No período 5, com 75% dos equipamentos a funcionar não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco, pois este pode ter uma hora de encerramento mais tarde, estando a funcionar neste período 7 AVAC's, 170 dispositivos de informática, 110 unidades de iluminação e metade dispositivo genérico.

No período 6, não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 6 AVAC's, 40 dispositivos de informática, 34 unidades de iluminação e apenas um dispositivo genérico.

**A.3.3. Esta estratégia foi aplicada usando a 3ª variação de limites de volumes descritos na secção A.1.3**





**Fig. A.10** - Simulação da terceira variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 2

#### Análise dos resultados:

Considerando um dia a funcionar a 80% tendo o seu máximo de 120kWh às 9h e o mínimo de 58kWh à 1h. A percentagem de 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 kWh.

**Tabela A.23** - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 2, terceira variação de volumes.

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com <i>Demand</i> (kWh)
1	00h-4h	61,42	64,49
2	4h-8h	87,3	87,3
3	8h-12h	118,88	115,81
4	12h-16h	113,66	113,66
5	16h-20h	99,91	99,91
6	20h-24h	72,18	72,18

**Tabela A.24** - Análise dos preços após a simulação com o Critério 2, terceira variação de volumes.

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-4h	27,55	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4
5	16h-20h	55,14	50,18
6	20h-24h	43,26	41,87
<b>Total</b>		297,42	285,66

Tabela A.25 é referente à análise dos resultados em número de dispositivos a funcionar antes de depois de se aplicar a PAC.

**Tabela A.25** - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 2, terceira variação de volumes.

Período	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar	
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR
1	00h-4h	AVAC's	5	5
		Informática	34	34
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
2	4h-8h	AVAC's	8	8
		Informática	32	32
		Iluminação	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1
3	8h-12h	AVAC's	8	8
		Informática	180	180
		Iluminação	150	150
		Dispositivos Genéricos	2	2
4	12h-16h	AVAC's	7	7
		Informática	180	180
		Iluminação	130	130
		Dispositivos Genéricos	2	2
5	16h-20h	AVAC's	7	7
		Informática	170	170
		Iluminação	110	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
6	20h-24h	AVAC's	6	6
		Informática	40	40
		Iluminação	34	34
		Dispositivos Genéricos	1	1

No período 1, não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 5 AVAC's, 34 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e apenas um dispositivo genérico.

No período 2, não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 8 AVAC's, 32 dispositivos de informática, 30 unidades de iluminação e apenas um dispositivo genérico.

O período 3, com 90% dos equipamentos a funcionar: 8 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 150 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos. Ao aplicar a PAC a redução dá-se diminuindo o número de AVAC's para 7, mantendo todos os outros dispositivos com igual funcionamento.

No período 4, não se observam alterações de consumo pois é um período em que não é possível desligar os aparelhos, existindo a funcionar 7 AVAC's, 180 dispositivos de informática, 130 unidades de iluminação e 2 dispositivos genéricos.

No período 5, com 75% dos equipamentos a funcionar não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco, pois este pode ter uma hora de encerramento mais tarde, estando a funcionar neste período 7 AVAC's, 170 dispositivos de informática, 110 unidades de iluminação e metade dispositivo genérico.

No período 6, não surgem alterações pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 6 AVAC's, 40 dispositivos de informática, 34 unidades de iluminação e apenas um dispositivo genérico.

#### A.3.4. Conclusão do Segundo Critério

Nesta secção irá ser abordada qual a variação de limites de volumes que melhor satisfaz o nível monetário e o nível de consumo do consumidor para as três abordagens diferentes de variação de limites.

**Tabela A.26** - Comparação de consumos finais entre as três simulações efetuados com o critério 2 e o consumo habitual

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com Demand (kWh)		
			2.1	2.2	2.3
1	00h-4h	61,42	71,86	62,96	64,49
2	4h-8h	87,3	87,3	87,3	87,3
3	8h-12h	118,88	103,85	117,34	115,81
4	12h-16h	113,66	113,66	113,66	113,66
5	16h-20h	99,91	92,22	99,91	99,91
6	20h-24h	72,18	84,45	72,18	72,18

**Tabela A.27** - Comparação dos custos finais entre as três simulações efetuados com o critério 2 e o preço do retalhista

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)		
			2.1	2.2	2.3
1	00h-4h	27,55	25,07	25,07	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11	45,17	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03	63,03	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4	58,4	58,4
5	16h-20h	55,14	50,18	52,68	50,18
6	20h-24h	43,26	41,87	41,87	41,87
<b>Total</b>		297,42	285,66	286,22	285,66

Através da tabela 5, pode-se concluir que as três simulações são benéficas para o consumidor, pois o valor a pagar é sempre menor que o valor habitual. A segunda simulação neste critério apesar de ficar mais barato ao consumidor, ao comparar com as outras suas é a que prejudicaria o consumidor monetariamente, pois o valor total a pagar por dia é maior do que nas outras simulações.

Conjugando a informação da tabela 1 e da tabela 3, a segunda e a terceira simulação são as que têm um consumo mais estático. Ou seja, nos períodos de vazio (entre a 00h e as 8h) a variação de consumo nessas simulações é menor em relação ao consumo habitual.

Observando o período 3, a primeira simulação tem uma queda de consumo maior, logo as simulações 2 e 3, tornam-se descartáveis, pois não alteram o perfil de consumo.

Em relação ao período 4, é estático nas três simulações a nível de consumo, bem como a nível monetário.

O período 5, a primeira é a única que varia em relação ao consumo habitual, baixando o seu consumo e transferindo-o para outros períodos.

No período 6, a primeira é a única que varia em relação ao consumo habitual, aumentando o seu consumo, o que não é preferível.

Analisando as três simulações para o critério 2, conclui-se que a primeira simulação é a que trás mais vantagem ao consumidor, pois é a que obriga a mudar o seu perfil de consumo sem o alterar drasticamente. As outras duas, não trazem nem desvantagens, nem benefícios pois são análises quase estáticas.

**Tabela A.28** - Comparação dos dispositivos que ligam/desligam entre as três simulações efetuados com o critério 2 e o consumo habitual

Período	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar			
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR		
				2.1	2.2	2.3
1	00h-4h	AVAC's	5	6	6	5
		Informática	34	40	34	34
		Iluminação	30	30	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1	1	1
2	4h-8h	AVAC's	8	8	8	8
		Informática	32	32	32	32
		Iluminação	30	30	30	30
		Dispositivos Genéricos	1	1	1	1
3	8h-12h	AVAC's	8	6	8	8
		Informática	180	170	170	180
		Iluminação	150	110	140	150
		Dispositivos Genéricos	2	2	2	2
4	12h-16h	AVAC's	7	7	7	7
		Informática	180	180	180	180
		Iluminação	130	130	130	130
		Dispositivos Genéricos	2	2	2	2
5	16h-20h	AVAC's	7	6	7	7
		Informática	170	170	170	170
		Iluminação	110	110	110	110
		Dispositivos Genéricos	2	2	2	2
6	20h-24h	AVAC's	6	7	6	6
		Informática	40	40	40	40
		Iluminação	34	40	34	34
		Dispositivos Genéricos	1	1	1	1

#### A.4. CONCLUSÕES

Analisados os dois critérios para um perfil de 6 ciclos, podem ser tiradas algumas conclusões em relação a qual o melhor critério para este tipo de consumidor.

Com a aplicação da PAC verifica-se que nalguns períodos o consumo nos dispositivos de informática tem ligeiras variações, que se traduzem num benefício para o consumidor.

Para todas as opções analisadas foi considerado um consumo constante nos Dispositivos Genéricos.

**Tabela A.29** - Comparação de consumos finais entre as duas melhores simulações efetuados

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com Demand (kWh)	
			1.3	2.1
1	00h-4h	61,42	64,49	71,86
2	4h-8h	87,3	91,67	87,3
3	8h-12h	118,88	109,96	103,85
4	12h-16h	113,66	110,81	113,66
5	16h-20h	99,91	99,91	92,22
6	20h-24h	72,18	76,51	84,45



**Tabela A.30** - Comparação de Preços finais entre as duas melhores simulações efetuados

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)	
			1.3	2.1
1	00h-4h	27,55	25,07	25,07
2	4h-8h	49,02	47,11	47,11
3	8h-12h	63,77	63,03	63,03
4	12h-16h	58,68	58,4	58,4
5	16h-20h	55,14	52,68	50,18
6	20h-24h	43,26	41,87	41,87
<b>Total</b>		297,42	288,16	285,66

Comparando a conclusão da análise dos dois critérios, pode-se afirmar que a análise 2.1 é a que beneficia mais o consumidor monetariamente. Em termos de perfil de consumo a simulação 1.3 é mais realista, pois as horas de vazio têm uma sugestão de alteração menor, nos períodos de cheia também é uma melhor análise porque o consumo é mais constante.

Em termos financeiros, a poupança traduz-se ao final do mês de 185,2 (€/MWh)/mês, ou seja, 102,48€ por mês para o caso 1.3 e em 235,2 (€/MWh)/mês, ou seja, 136€/mês no caso 2.1.

Pode-se concluir que ambos os critérios são viáveis, mas o critério 1 com a variação de limites de volumes apresentados na secção 1.3 demonstra uma análise mais realista em termos de perfil de consumo após o programa de PAC.

#### **A.5. PERFIL DE CONSUMO COM 3 CICLOS**

O perfil considerado para o consumidor foi adaptado usando os volumes retirados de *New Hampshire Electric Cooperative*, para o tipo *Large Commercial*.

**Tabela A.31** – Consumos médios do edifício nos 3 períodos

Períodos	Horas	Consumo (kWh)
1	00h-8h	74,36
2	8h-16h	116,27
3	16h-24h	86,05

Os limites de volumes foram calculados de acordo com as horas associadas a cada período. Foram consideradas duas adaptações dos limites de volumes de modo ao analisar as estratégias ver qual a adaptação que faz mais sentido ao caso de estudo.

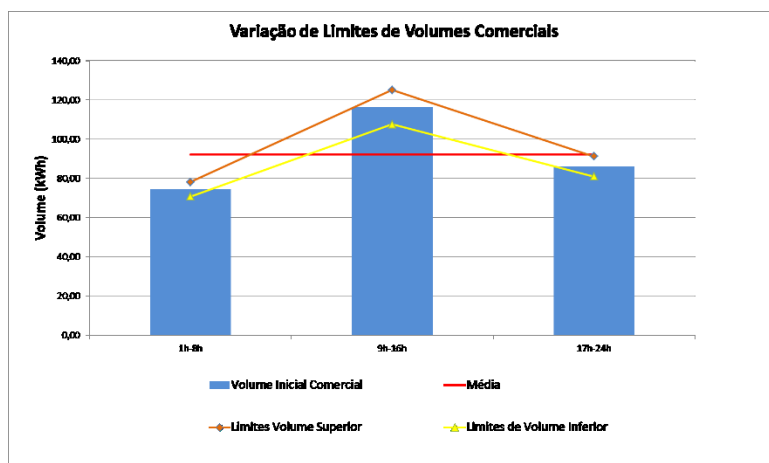
##### **A.5.1. Adaptação dos limites de volumes**

Assumiu-se para os períodos de cheia (das 8h às 16h) um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 7.5% em relação ao perfil. Em relação aos períodos de vazio (das 00h às 8h) considerou-se um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 5%. Em relação aos períodos de ponta (das 16h às 24h) considerou-se um aumento e uma redução de igual valor, sendo de 6%.

Estes limites foram determinados de forma intuitiva de modo a preservar uma margem de manobra entre os consumos de energia.

**Tabela A.32** – Tabela da adaptação dos limites de volumes para de 3 períodos

Períodos	Horas	Limites Máximos (kWh)	Limites Mínimos (kWh)
1	00h-8h	70,64	78,08
2	9h-16h	107,55	124,99
3	17h-24h	80,89	91,21



**Fig. A.11** – Variação de limites de volumes comerciais

### A.5.2. Adaptação de Limites de Preços

Considerando os preços médios do mercado *Nordpool* calcularam-se:

- Os preços iniciais do retalhista têm um aumento de 10% no período 1 em relação aos preços médios do mercado, de 15% nos períodos 2, e de 12% no período 3.
- Os limites de negociação do retalhista foram calculados retirando 9% aos preços iniciais do retalhista.
- Os preços iniciais do consumidor foram calculados retirando 10% aos preços médios do mercado, sendo que os limites de negociação têm um excedente de 7% em relação aos preços iniciais do consumidor.
- Os limites de preço *DR* têm os pesos de 8%, 10% e 12% considerando que 12% está para um preço máximo até 30€/MWh, 10% está para o intervalo entre ]31; 50[ €/MWh e de 8% para preços maiores que 51€.

Estes limites foram determinados de forma intuitiva de modo a preservar uma margem de manobra entre os preços da energia.

**Tabela A.33** – Adaptação de Limites de Preços para 3 períodos

Períodos	Preços Médios do Mercado (€/MWh)	Limites de Preço DR (€/MWh)	Preços Iniciais do Retalhista (€/MWh)	Limites de Negociação do Retalhista (€/MWh)	Preços Iniciais do Consumidor (€/MWh)	Limites de Negociação do Consumidor (€/MWh)
1	33,84	37,90	37,22	33,87	30,46	32,59
2	53,24	57,50	61,23	55,72	47,92	51,27
3	44,28	48,71	49,59	45,13	39,85	42,64

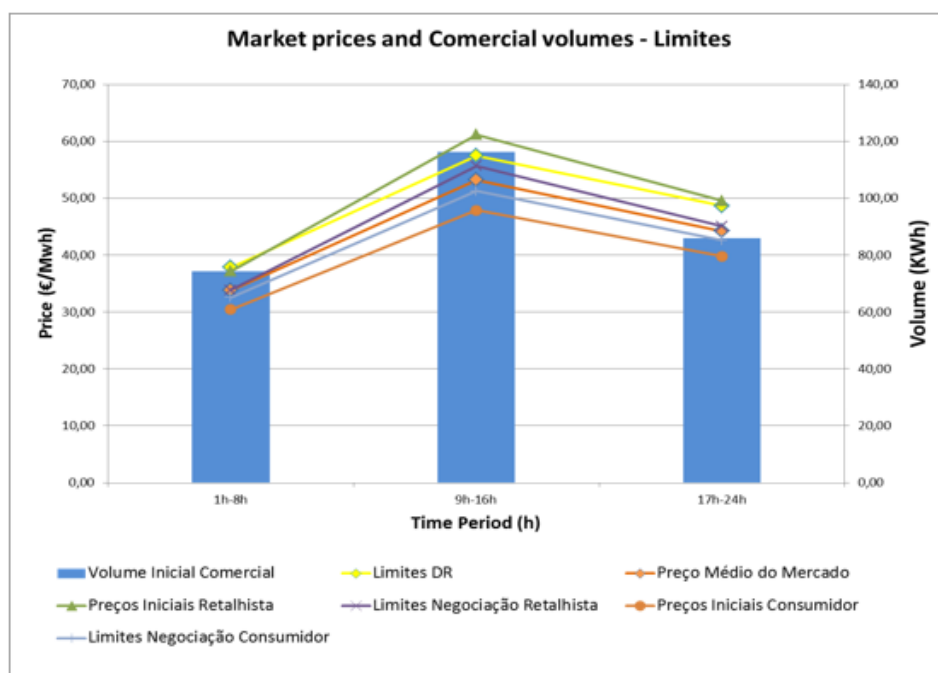
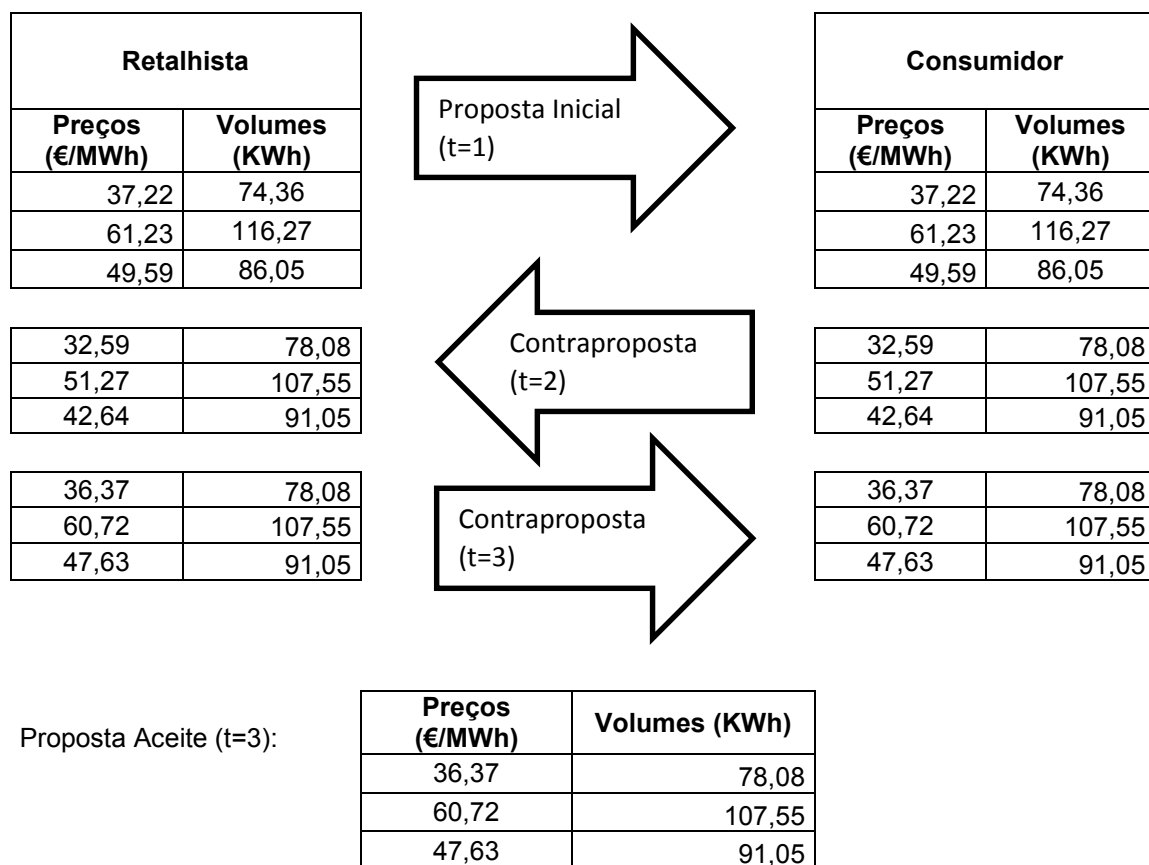
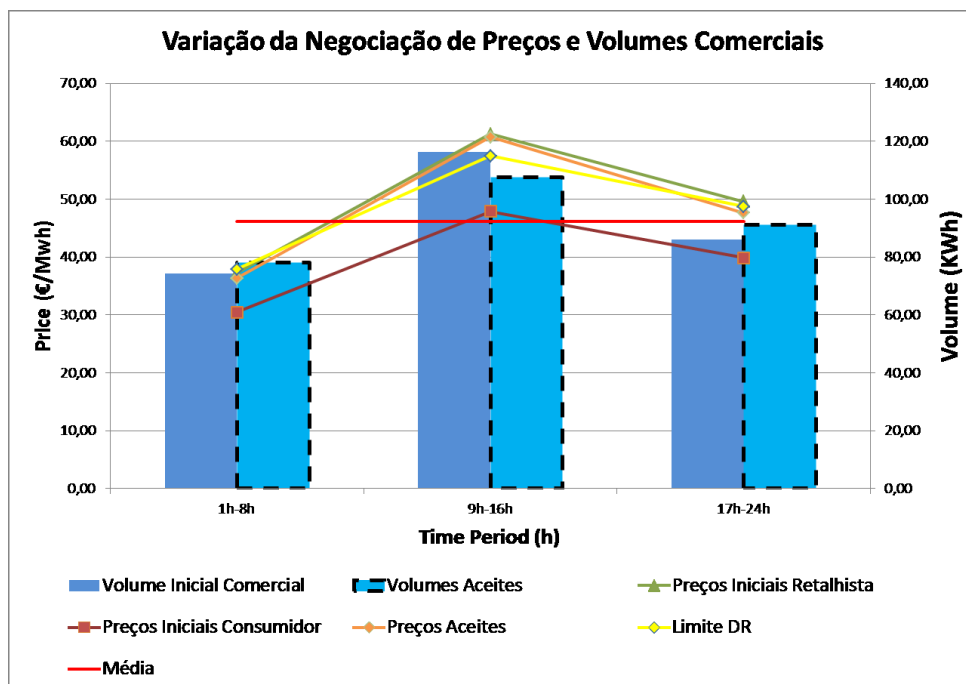


Fig. A.12 – Limites em preços de mercado vs volumes comerciais

#### A.6. CRITÉRIO 1- OS VOLUMES NÃO PODEM EXCEDER A MÉDIA DE VOLUMES:

A.6.1. Esta estratégia foi aplicada usando a variação de limites de volumes descritos na secção A.5.1.





**Fig. A.13** - Simulação da variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 1

#### Análise de resultados:

Considerando um dia a funcionar a 80% tendo o seu máximo de 120kWh às 9h e o mínimo de 58kWh à 1h. A percentagem de 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos Dispositivos Genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 KWh.

**Tabela A.34** - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 1, com 3 períodos

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com Demand (kWh)
1	00h-8h	74,73	78,08
2	8h-16h	116,96	107,55
3	16h-24h	86,49	91,05

**Tabela A.35** - Análise dos preços após a simulação com o Critério 1, com 3 períodos

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-8h	37,22	36,37
2	8h-16h	61,23	60,72
3	16h-24h	49,59	47,63
<b>Total</b>		148,04	144,72

Tabela abaixo é referente à análise dos resultados em nº de dispositivos a funcionar antes de depois de se aplicar a PAC.

**Tabela A.36** - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 1, com 3 períodos

Períodos	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar	
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR
1	00h-8h	AVAC's	6	7
		Informática	40	40
		Iluminação	40	40
		Dispositivos Genéricos	1	1
2	8h-16h	AVAC's	8	7
		Informática	170	170
		Iluminação	140	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
3	16h-24h	AVAC's	5	6
		Informática	80	80
		Iluminação	120	120
		Dispositivos Genéricos	2	2

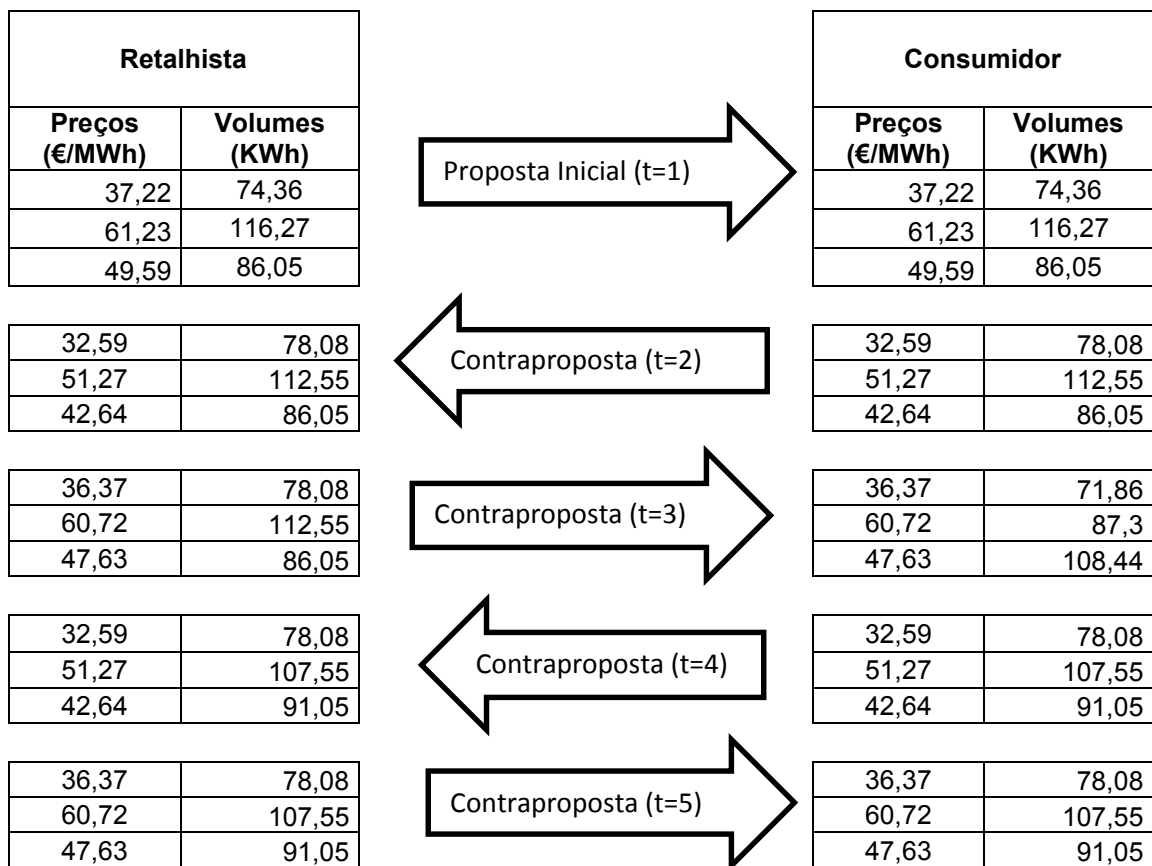
No período 1, as alterações são mínimas pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 6 AVAC's, 40 dispositivos de informática, 40 unidades de iluminação e apenas um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC apenas aumento o consumo de mais um AVAC.

O período 2, com 90% dos equipamentos a funcionar: 8 AVAC's, 170 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos. Ao aplicar a PAC a redução dá-se diminuindo o número de AVAC's para 7, o número de unidades de Iluminação para 110 e mantendo todos os outros dispositivos com igual funcionamento.

No período 3, as alterações são mínimas pois é um período que abrange horas de cheia e vazio no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 5 AVAC's, 80 dispositivos de informática, 120 unidades de iluminação e apenas metade dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC apenas aumento o consumo de mais um AVAC.

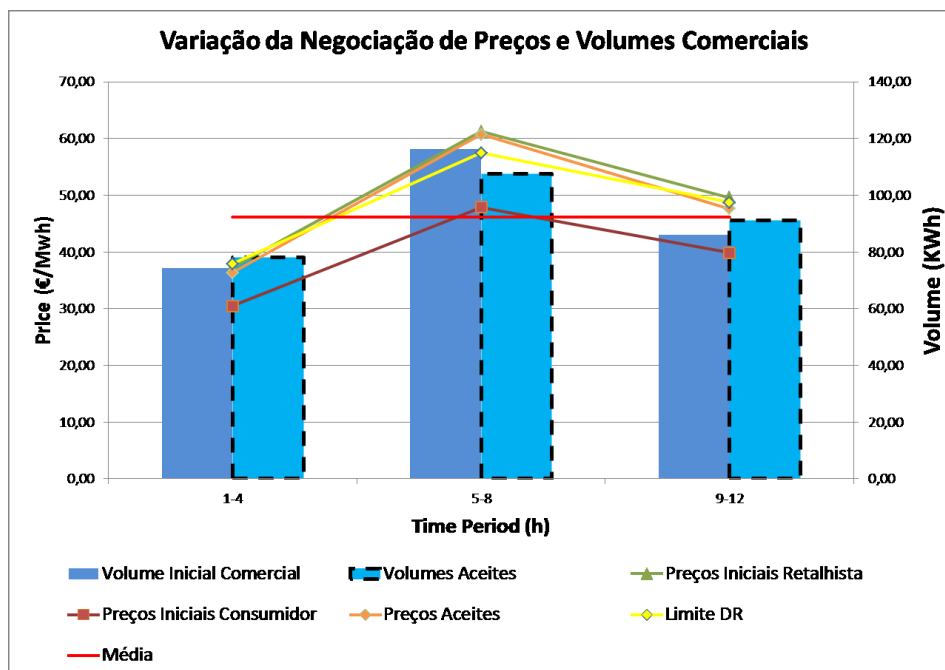
## A.7. CRITÉRIO 2 – CONTROLO DE PREÇOS E VOLUMES ACIMA DA MÉDIA DE VOLUMES:

A.7.1. Esta estratégia foi aplicada usando a variação de limites de volumes descritos na secção A.5.1



Proposta Aceite (t=5):

Preços (€/MWh)	Volumes (KWh)
36,37	78,08
60,72	107,55
47,63	91,05



**Fig. A.14** - Simulação variação da Negociação de Preços e Volumes Comerciais no critério 2

#### Análise de resultados:

Considerando um dia a funcionar a 80% tendo o seu máximo de 120kWh às 9h e o mínimo de 58kWh à 1h. A percentagem de 80% corresponde a 9 AVAC's, 160 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos (2) a funcionarem, considerando os limites da tabela 4.3, onde a média de volumes é de 92,23 KWh.

**Tabela A.37** - Análise dos consumos após a simulação com o Critério 2, com 3 períodos

Períodos	Horas	Consumo habitual (kWh)	Consumo com <i>Demand</i> (kWh)
1	00h-8h	74,73	78,08
2	8h-16h	116,96	107,55
3	16h-24h	86,49	91,05

**Tabela A.38** - Análise dos preços após a simulação com o Critério 2, com 3 períodos

Períodos	Horas	Preços Retalhista (€/MWh)	Custo Final (€/MWh)
1	00h-8h	37,22	36,37
2	8h-16h	61,23	60,72
3	16h-24h	49,59	47,63
<b>Total</b>		148,04	144,72

Tabela abaixo é referente à análise dos resultados em número de dispositivos a funcionar antes de depois de se aplicar a PAC.

**Tabela A.39** - Análise dos dispositivos a funcionar após a simulação com o Critério 2, com 3 períodos

Períodos	Horas	Dispositivos	Nº de dispositivos a funcionar	
			Antes de aplicar DR	Depois de aplicar DR
1	00h-8h	AVAC's	6	7
		Informática	40	40
		Iluminação	40	40
		Dispositivos Genéricos	1	1
2	8h-16h	AVAC's	8	7
		Informática	170	170
		Iluminação	140	110
		Dispositivos Genéricos	2	2
3	16h-24h	AVAC's	5	6
		Informática	80	80
		Iluminação	120	120
		Dispositivos Genéricos	2	2

No período 1, as alterações são mínimas pois é um período em que não ocorrem alterações no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 6 AVAC's, 40 dispositivos de informática, 40 unidades de iluminação e apenas um dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC apenas aumento o consumo de mais um AVAC.

O período 2, com 90% dos equipamentos a funcionar: 8 AVAC's, 170 dispositivos de informática, 140 unidades de iluminação e metade dos dispositivos genéricos. Ao aplicar a DR a redução dá-se diminuindo o número de AVAC's para 7, o número de Iluminação para 110 e mantendo todos os outros dispositivos com igual funcionamento.

No período 3, as alterações são mínimas pois é um período que abrange horas de cheia e vazio no funcionamento do banco estando a funcionar neste período 5 AVAC's, 80 dispositivos de informática, 120 unidades de iluminação e apenas metade dispositivo genérico. Ao aplicar a PAC apenas aumento o consumo de mais um AVAC.

## **A.8. CONCLUSÃO**

Pode-se concluir que as duas simulações são benéficas para o consumidor, pois o valor a pagar é sempre menor que o valor habitual.

Não é possível fazer uma comparação entre as simulações, pois ambas as análises apresentam os mesmos resultados finais, apesar de uma simulação ter 5 tempos de ação (proposta e contraproposta) e outra ter apenas 3 tempos. É possível apenas afirmar que tanto os resultados monetários, como os resultados de alteração de perfil são benéficos para o consumidor, pois são alterações que mudam o padrão de consumo sem ser drasticamente, beneficiando no final o consumidor.

Em termos financeiros, a poupança traduz-se ao final do mês é de 199,2 (€/MWh)/mês, ou seja, 57€ por mês.

Pode-se afirmar que a implementação de um consumidor com um perfil de 6 períodos trás vantagens ao sistema, comparado com o típico perfil de 3 períodos, pois é possível adaptar mais preços e mais volumes ao perfil analisado.




## ANEXO B

**Tabela B.1** – Consumo em kWh para os 3 primeiros períodos

	1º Período				2º Período				3º Período			
Horas/dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
01-09-2011	62,71	64,90	68,27	68,79	73,38	84,03	107,66	134,78	150,10	145,43	159,98	148,83
02-09-2011	60,72	65,22	66,72	66,48	72,73	78,84	102,31	139,12	139,89	132,08	132,59	138,94
03-09-2011	62,19	64,60	61,98	63,80	68,99	70,64	81,35	94,12	105,89	109,74	113,14	112,81
04-09-2011	78,36	81,11	79,38	78,43	78,89	81,30	88,42	102,46	111,69	115,12	116,95	115,58
05-09-2011	78,38	82,53	79,88	80,37	82,59	86,12	94,61	109,68	115,38	111,16	109,20	106,69
06-09-2011	76,95	79,50	76,69	79,73	84,49	95,90	122,77	143,92	149,18	145,64	156,20	152,30
07-09-2011	65,18	68,75	68,71	66,83	71,97	81,48	111,41	144,36	148,22	142,74	142,96	146,56
08-09-2011	61,42	64,95	65,57	67,13	69,28	79,50	101,40	129,03	135,77	137,48	136,95	140,68
09-09-2011	65,98	69,79	70,56	72,85	78,78	86,51	103,13	123,66	122,62	121,80	118,53	116,25
10-09-2011	61,65	63,34	62,47	74,82	77,69	84,70	96,16	106,47	102,76	103,08	100,99	105,66
11-09-2011	70,26	69,25	68,51	70,85	76,20	81,56	88,92	103,18	105,63	102,40	102,05	105,35
<b>Média p/ hora</b>	58,92	61,96	62,05	62,77	66,65	74,05	92,91	115,57	120,15	117,04	119,55	118,78
<b>Média p/ período</b>	61,42				87,30				118,88			

**Legenda:**

 Fim de semana

**Tabela B.2 – Consumo em kWh para os 3 últimos períodos**

	4º Período				5º Período				6º Período			
Horas/dia	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01-09-2011	136,33	163,52	153,67	155,54	138,67	128,53	117,67	113,33	103,63	92,25	83,05	74,53
02-09-2011	138,28	119,69	127,14	124,16	122,68	126,71	119,87	115,88	114,45	99,74	88,50	77,73
03-09-2011	115,14	116,21	114,18	123,10	125,81	124,40	123,71	121,64	127,80	119,67	103,27	87,56
04-09-2011	117,53	117,43	121,41	127,58	129,09	120,29	117,56	110,59	110,98	101,42	78,59	68,17
05-09-2011	103,84	98,47	97,65	101,25	105,93	101,93	101,32	97,23	90,43	83,25	71,68	69,59
06-09-2011	127,07	141,81	140,93	137,74	123,30	113,50	106,75	104,93	97,25	82,79	71,02	66,53
07-09-2011	135,95	147,61	144,10	139,07	128,80	117,09	111,93	107,42	93,61	78,79	69,76	65,80
08-09-2011	142,60	152,18	148,72	143,91	132,54	122,69	108,74	103,93	94,80	82,43	73,30	68,85
09-09-2011	106,10	101,36	101,29	107,02	110,45	107,03	101,50	106,68	98,08	81,63	70,86	65,55
10-09-2011	105,67	103,82	100,13	100,72	106,89	108,83	101,62	100,97	92,09	86,59	77,94	69,90
11-09-2011	104,94	99,77	95,26	90,92	93,82	93,65	89,81	90,58	83,61	74,47	65,87	66,44
<b>Média p/ hora</b>	111,27	115,58	114,19	113,59	107,80	102,19	95,97	93,68	86,53	75,11	66,02	61,07
<b>Média p/ período</b>	113,66				99,91				72,18			

**Legenda:**

 Fim de semana

**Tabela B.3** - Preços do mercado finlandês €/MWh para os 3 primeiros períodos

	1º Período				2º Período				3º Período			
Horas/dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
04-09-2012	31,07	30,21	31	31,19	31,68	34,82	41,75	45,07	47,95	49,48	51,46	50,55
05-09-2012	29,26	25,98	24,88	24,79	26,68	35,98	49,57	60,07	60,06	61,71	60,01	60,04
06-09-2012	21,55	18,03	19,98	22,41	25,97	38,68	42,44	45	45,04	46,16	47,31	47,94
07-09-2012	28,05	18,59	20,68	26,66	31,27	40,58	57,04	55,08	63,39	63,3	60,25	58,51
08-09-2012	37,6	35,31	33,63	33,93	35,09	36,4	33,07	37,88	38,95	40,2	39,52	38,86
09-09-2012	26,86	25,44	25,45	26,33	26,6	26,67	28,05	31,75	38,73	38,72	39,82	39,02
10-09-2012	20,61	20,72	18,37	15,09	26,28	50,12	55,02	70,03	75,01	75,03	70,07	70,08
11-09-2012	32,34	28,04	28,01	28,03	33,73	38,65	49,01	54,63	50,74	55,37	55,33	54,01
12-09-2012	28,02	23,23	22,89	21,52	28,02	38,3	45,82	44,7	48,61	49	48,55	49,01
13-09-2012	31,08	26,04	26,02	26,97	32,06	39,89	48,68	47,55	49,1	51,14	49,28	50,85
<b>Média p/ hora</b>	27,75	23,86	23,98	24,58	29,46	39,63	48,67	52,77	54,99	56,40	55,28	55,12
<b>Limites</b>	33,30	28,63	28,77	29,50	35,35	45,57	55,97	58,04	60,49	62,04	60,81	60,64
<b>Média p/ período</b>	25,04				42,63				55,45			
<b>Limites</b>	28,05				46,89				59,88			

**Legenda:**

 Fim de semana

**Tabela B.4** - Preços do mercado finlandês €/MWh para os 3 últimos períodos

	4º Período				5º Período					6º Período		
Horas/dia	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
04-09-2012	47,73	45,07	42,56	41,75	41,74	41,76	41,8	41,21	41,27	35,51	32,72	30,61
05-09-2012	56	53,73	54,67	51,29	49,12	47,99	52,66	48,71	47,92	41,71	35,17	30,04
06-09-2012	45,03	42,5	47,62	44,27	42,48	42,48	47,94	49,41	47,94	39,71	38,44	31,19
07-09-2012	55,1	55,06	52,09	52,03	49,28	47,51	55,05	51,64	51,05	40,48	36,1	31,46
08-09-2012	38,8	38,74	38,73	38,71	38,76	39,83	45,64	46,94	44,01	38,92	38,78	36,01
09-09-2012	38,8	39,88	38,78	38,74	38,78	44,02	45,01	49,78	46,67	44,08	41,15	33,01
10-09-2012	70,07	65,51	55,59	51,52	52,01	48,08	54,09	52,3	46,22	40,12	36,07	24,09
11-09-2012	53,3	50,85	50,3	49,08	54,07	53,52	58,04	56,41	52,43	41,48	38,69	33,82
12-09-2012	49,04	49,03	49,05	51,07	51,05	49,02	49,07	49,03	50,18	44,02	39,09	33,68
13-09-2012	53,98	53,42	48,44	46,03	45,81	43,09	54,98	54,1	50	41,89	40,26	35,08
<b>Média p/ hora</b>	53,78	51,90	50,04	48,38	48,20	46,68	51,70	50,35	48,38	40,62	37,07	31,25
<b>Limites</b>	59,16	57,09	55,04	55,64	55,42	53,68	59,46	57,90	55,63	46,71	44,48	37,50
<b>Média p/ período</b>	51,02				49,23					39,33		
<b>Limites</b>	55,11				54,16					43,26		

**Legenda:**

 Fim de semana